

Producción Limpia y Energía Renovable

Análisis Comparativo del Marco Eléctrico Legal y Regulatorio de EE. UU. y México para la Promoción de la Energía Eólica

MARZO 2009

Esta publicación fue producida y revisada por la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional y preparada por PA Government Services, Inc.

PA Government Services Inc., Washington, DC, subsidiaria de PA Consulting Group (http://www.paconsulting.com), preparó este reporte. Los autores principales son Manuel Luengo y Mark Oven.

El trabajo para este reporte está basado en el contrato USAID no. EPP-I-03-03-00008-00.

Para mayor información, por favor contacte a Susan Wofsy, Asesora en Medio Ambiente, USAID/México: swofsy@usaid.gov tel: +52 55 5080-2455.

Análisis Comparativo del Marco Eléctrico Legal y Regulatorio de EE.UU. y México para la Promoción de la Energía Eólica

RESUMEN EJECUTIVO

Este documento hace un análisis de los programas de energía eólica en dos estados de los EE.UU., Texas y California, con el objetivo de resumir experiencias, identificar factores de éxito y derivar lecciones que se podrían aplicar en el sector eléctrico de México.

Estados Unidos ha experimentado en la última década una aceleración en el desarrollo de la industria eólica que le ha llevado a situarse en el año 2008 como líder mundial en capacidad total instalada (25,170 MW)[1] y a que prácticamente la mitad de la nueva capacidad instalada en ese año haya sido de origen eólico. A nivel estatal, el dinamismo de los últimos años ha situado a Texas como líder de la industria con casi un 30% de la potencia eólica instalada en EE.UU.[2]

Entre los factores clave del éxito de la energía eólica en EE.UU., destacan dos iniciativas del sector público: el *crédito fiscal a la producción de energía renovable* (PTC por sus siglas en inglés) y las *metas de producción de energía renovable* (RPS por sus siglas en inglés). La primera se trata de un crédito fiscal a nivel federal de 1.9 centavos/kWh garantizado durante 10 años y la segunda son metas obligatorias de generación a partir de fuentes renovables establecidas a nivel estatal. Una de las mayores barreras observadas para el desarrollo de la energía eólica es la falta de suficiente capacidad de transmisión eléctrica. Varias iniciativas estatales han ofrecido soluciones creativas al problema, mereciendo particular atención la iniciativa de transmisión de energías renovables (RETI por sus siglas en inglés) en California, y la creación en Texas de zonas competitivas de energías renovables (CREZ por sus siglas en inglés) que juegan un papel de creciente importancia en el proceso de planificación de la transmisión eléctrica.

En el caso de México, a pesar de contar con uno de los mejores potenciales de energía eólica del mundo, que supera los 10,000 MW de clase I y II, el desarrollo de este tipo de recurso energético ha sido muy limitado, contando en la actualidad con menos de 500 MW instalados. Además, las perspectivas a medio plazo no contemplan una aceleración relevante, ya que se espera tener instalados menos de 4,000 MW para el año 2017.[3]

Hay varios elementos de trasfondo del sistema eléctrico mexicano que ayudan a entender esta realidad:

- El sistema eléctrico mexicano está dominado principalmente por las compañías estatales Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LFC). Desde mediados de los noventa, la nueva capacidad de generación ha sido instalada principalmente a través de la modalidad de productor independiente (PIE). Como resultado, en la actualidad, la modalidad de PIE ya constituye un 23% de la capacidad total instalada y genera un 31% de la electricidad. La energía eólica no está incluida en esta modalidad.

- Otro elemento clave del sector eléctrico en México es el nivel de subsidios, que se encuentra dentro de los más elevados del mundo. Gran parte de estos subsidios

[1] Global Wind Energy Council (GWEC)
[2] American Wind Energy Association (AWEA)
[3] Contando el mercado nacional y de exportación

van dirigidos al sector residencial, que sólo cubre un 40% de los costos agregados de generación y transmisión. Una parte de estos subsidios se financia a través de transferencias del presupuesto federal y otra parte se hace a través de un subsidio cruzado con los segmentos industrial y comercial, que se enfrentan a una de las mayores tarifas eléctricas de toda Latinoamérica. Este elevado nivel de tarifas ayuda a explicar el aumento del consumo eléctrico autoabastecido, que ha crecido a una tasa media anual del 10.2% en la última década. Como resultado, esta modalidad ha desplazado un 15% del consumo industrial, poniendo en serio riesgo la sostenibilidad del esquema de subsidios y, por lo tanto, el esquema de autoabastecimiento, mismo que ha permitido un crecimiento en las instalaciones eólicas.

- Alrededor de un 73% de la capacidad eléctrica instalada en México está basada en combustibles fósiles, siendo las plantas que usan gas natural las que aglutinan un mayor porcentaje con un 36%. El resto de la capacidad instalada es hidráulica (22%), nuclear (2.7%), con una participación minoritaria de la energía renovable no hidráulica: geotérmica (2.2%) y eólica (0.1%). El elemento más importante en el desarrollo del sector eléctrico mexicano en la última década ha sido el cambio en la matriz de generación eléctrica a través de una sustitución sostenida de plantas de combustóleo por plantas de gas natural. De hecho el *Programa Sectorial de Energía 2007-2012* prevé una meta para el año 2012 de 41% de gas natural en capacidad instalada seguido de un 20% de combustóleo.

La mayor limitación a la energía eólica bajo el esquema PIE es la metodología de planeación energética utilizada por la CFE, ya que está basada en la evaluación de proyectos usando solamente el costo económico de corto plazo de la generación de energía. La falta de valoración de otros beneficios que las energías renovables pueden aportar, tales como una mayor estabilidad de precios de generación y mejor seguridad en el abastecimiento de energía, aunado con el objetivo de la CFE de expandir la generación a gas natural, ha llevado al mínimo desarrollo de las energías renovables no hidráulicas. En el caso de la energía eólica, de un potencial de clase I de alrededor de 10,000 MW, la CFE sólo planea desarrollar unos 500 MW (5%) para el 2017 (se espera que el sector privado desarrolle otros 3,500 MW bajo las modalidades de autoabastecimiento y exportación).

En el caso de autoabastecimiento, una potencial barrera al desarrollo de la energía eólica es el cargo por servicio de transmisión. Pese a que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) ha publicado la metodología de cálculo, ésta involucra el modelado de flujos de carga que no puede ser desarrollado por la CRE sino por la CFE. De esta manera, el establecimiento de los cargos de transmisión no se hace de una manera independiente ni transparente, dejando abierta la posibilidad de establecer una posición de poder en el mercado a favor de la CFE.

De esta manera, las razones principales que explican la evolución tan lenta de la energía eólica en México son la falta de incentivos públicos para fomentar el uso de energías renovables, así como la falta de un esquema regulatorio claro que permita una mayor participación del sector privado en el desarrollo de parques eólicos.

La experiencia de California y Texas muestra la relevancia que pueden tener ciertos mecanismos regulatorios en el desarrollo de la industria eólica. México se encuentra en un momento inmejorable para aplicar las lecciones aprendidas en el desarrollo de la

energía eólica en otros países, ya que ha aprobado recientemente una ley para impulsar el desarrollo de energías renovables y está en el proceso de definir los detalles de los diferentes mecanismos contemplados en la ley.

En particular, del presente estudio comparativo del marco eléctrico legal y regulatorio entre EE.UU. y México para la promoción de la energía eólica se desprenden las siguientes recomendaciones:

- Establecer metas obligatorias de generación renovable a la CFE y LFC
- Asegurar mecanismos de financiación suficientes y sostenibles para la generación por fuentes renovables
- Fomentar el desarrollo de líneas de transmisión para canalizar la energía eólica producida
- Hacer más transparente la metodología de cálculo de los costos de transmisión
- Resolver la cuestión de los subsidios a la electricidad para asegurar la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico.

Índice de Contenido

Índice de Tablas

Índice de Figuras

ANTECEDENTES Y OBJETIVOS DEL ESTUDIO

El objetivo general de la USAID para la presente extensión del contrato de PA en México es desarrollar un estudio que contribuya al entendimiento del proceso de reforma del marco legal y regulatorio de las energías renovables en México. La USAID, con su larga historia de asistencia técnica en el sector energético en México, está en posición de participar con análisis técnicos en apoyo al desarrollo de la reforma, ayudando al Gobierno de México en sus esfuerzos hacia los objetivos mencionados. A través de sus aportaciones de asistencia, la USAID espera ayudar a aumentar la transparencia y eficiencia regulatoria, atraer inversión del sector privado, desarrollar el mercado laboral y mejorar las condiciones medioambientales, contribuyendo así a mejorar la competitividad de la economía mexicana.

Este estudio se desarrolla en el contexto de una transición programática de la USAID en México. Después de muchos años de participación técnica en las áreas de eficiencia energética y energías renovables, la USAID busca ahora consolidar su asistencia hacia el apoyo a las reformas planteadas en el sector energético. Por lo tanto, la USAID ha extendido el contrato de asistencia técnica con PA Consulting, para sentar las bases de las actividades de la USAID en energía en los próximos años, aprovechando el conocimiento del sector obtenido a través de la colaboración con el Gobierno de México en los últimos años. Los objetivos específicos del Plan de Trabajo de PA son los siguientes:

- Consolidar los avances y contactos de la USAID en el sector de energía renovable, y sobre todo, energía eólica, permitiendo que pueda seguir adelante bajo la nueva estrategia de la USAID en México enfocada hacia la competitividad.

- Participar en las actividades técnicas del sector de energías renovables en el momento del desarrollo del reglamento para la implementación de la Ley de Fomento de Energías Renovables (LARFE), aportando la experiencia, capacidad técnica y convocatoria de la USAID.

- Aprovechar los recientes contactos e intercambios con los estados de Texas y California para llevar a cabo cursos o seminarios con expertos para fortalecer la capacidad técnica de organizaciones e instituciones en México.

- Trabajar estrechamente con la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE) en éstas y otras actividades en apoyo a las energías renovables, contribuyendo al fortalecimiento y crecimiento de esta asociación y al fomento de la energía eólica en México.

Una de las tareas contempladas en el plan de trabajo es realizar un estudio comparativo de los esquemas regulatorios en los EE.UU. y México para la promoción de la energía eólica, con dos objetivos específicos: a) analizar las lecciones aprendidas del desarrollo del sector eólico en los EE.UU., así como la posibilidad de replicar instrumentos de promoción de la energía eólica en EE.UU. en el sector eléctrico mexicano; y b) estudiar las posibilidades de exportación de energía eólica de México a Texas o California.

Este documento hace un análisis de programas de energía eólica en diferentes estados de los EE.UU., especialmente Texas y California, con el objetivo de resumir experiencias, identificar factores de éxito y derivar lecciones que se podrían aplicar en México. En el

contexto de los mercados eléctricos vigentes, se persigue describir las políticas, los reglamentos y los incentivos para el uso de energías renovables, así como las barreras y los retos en su implantación. Como resultado, se perfilan una serie de recomendaciones para la consideración de las autoridades y de grupos interesados en México.

INTRODUCCIÓN

La energía eólica ha experimentado niveles elevados de crecimiento en la última década, situándose como la energía renovable no hidráulica más competitiva en términos económicos en relación a las fuentes energéticas tradicionales. De hecho, en ciertas zonas geográficas se pueden alcanzar factores de carga cercanos al 40-45%[4] que pueden hacer a la energía eólica incluso más competitiva en costos de generación que alternativas de origen no renovable.

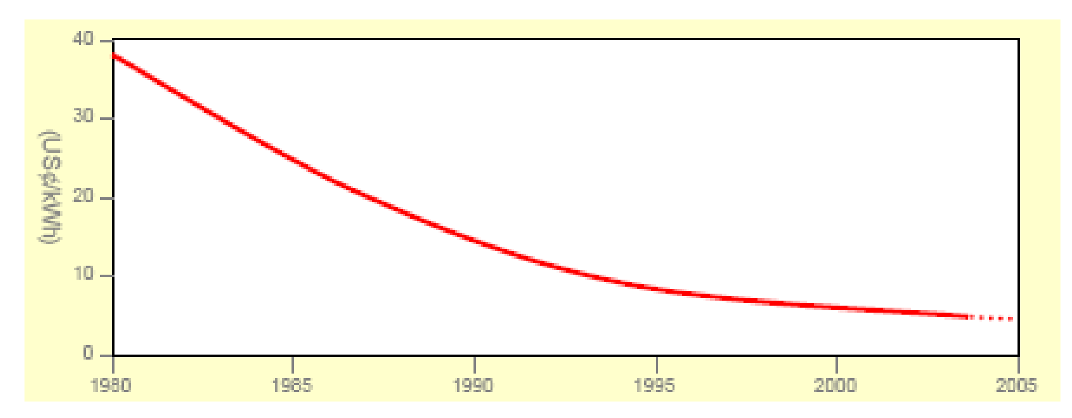


Figura 1. Precio de Generación de Electricidad a partir de Energía Eólica.

Fuente: NREL (Sitio Web)

A pesar de su prometedor desarrollo, hay una serie de limitantes asociadas al desarrollo de la energía eólica, a saber:

- **Falta de competitividad económica frente a fuentes de energía eléctrica no renovables**: a pesar de haber reducido drásticamente los costos de generación en los últimos años, la energía eólica sigue siendo, bajo un rango moderado de precios del petróleo, menos económica que alternativas de origen fósil (carbón, petróleo o gas natural).

- **Centros de generación dispersos**. Por su naturaleza, la energía eólica se distribuye en zonas no necesariamente cercanas a la demanda. Esto provoca problemas para la planificación de la transmisión de la energía eléctrica.

- **Desfase temporal con la construcción de la transmisión**. Los parques eólicos tienen un periodo de construcción muy inferior al de las líneas de transmisión (1 año vs. 5 años)

- **Elevada variabilidad de la energía disponible**. Los factores de carga de la energía eólica están en el rango del 20-40%. Esto supone un problema clave en el despacho de energía a los centros de consumo, ya que se tiene que contar con una capacidad de generación rápida de refuerzo en los momentos que no se cuente con el recurso eólico.

- **Impactos medioambientales negativos**. Pese a ser una energía renovable y no contaminante, la energía eólica ha encontrado una oposición de movimientos ecologistas

[4] Plantas *on-shore* tienen un rango general de 17-38% y *off-shore* un rango de 40%-45% (IEA 2006)

por los potenciales impactos negativos sobre aves y murciélagos, así como sobre el paisaje, y por el ruido generado por las turbinas. Los desarrolladores de proyectos eólicos argumentan que el impacto sobre la fauna no es tan negativo, y que la alternativa a la generación eólica también tiene costos medioambientales asociados (mayor emisión de gases de efecto invernadero)

En el caso específico de México, el mayor potencial de energía eólica está concentrado en el estado de Oaxaca, en el llamado corredor eólico del Istmo de Tehuantepec (Ver Figura 2). Las estimaciones iniciales muestran un potencial de elevada calidad, con más de 10,000 MW de clase I.

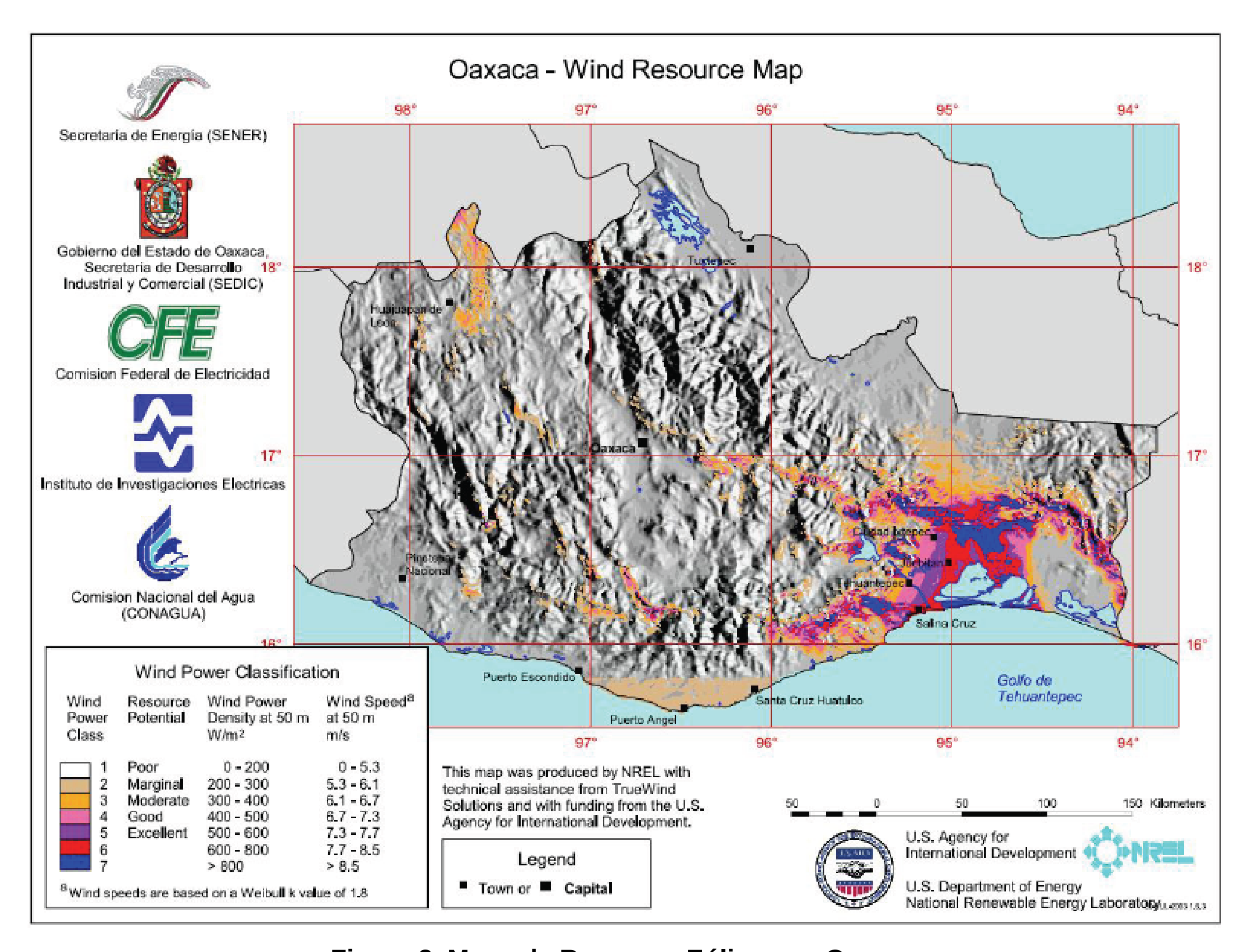


Figura 2. Mapa de Recursos Eólicos en Oaxaca

FUENTE: NREL

Pese a suponer un excelente recurso renovable, la explotación de la energía eólica en Oaxaca tiene asociada una serie de problemas:

- Las zonas con mejores recursos eólicos se encuentran alejadas de los centros de consumo, necesitando por tanto refuerzos considerables a la red de transmisión eléctrica para poder evacuar la energía eléctrica generada.

- A pesar de ser Oaxaca una de las áreas con mejor calidad de viento del mundo, con factores de carga que pueden alcanzar el rango de 40-45%, la propia naturaleza intermitente de la energía eólica involucra sistemas de generación de refuerzo que complementen dicha energía.

- El principal problema medioambiental asociado a la energía eólica está asociado a la posibilidad de colisión de aves con los álabes de las turbinas. Este tema cobra mayor relevancia en Oaxaca, ya que el Istmo de Tehuantepec es uno de los corredores de aves migratorias más importantes del mundo, por el que millones de aves cruzan cada año, especialmente durante la migración otoñal (finales de agosto-noviembre).

- Oaxaca es uno de los estados más pobres de México con una presencia relevante -en particular en la zona del Istmo-, de población indígena. En esta región existen esquemas comunales de propiedad de la tierra, lo que impone un desafío adicional a la hora de negociar el uso y compensación del terreno donde se va a localizar un parque eólico.

Los países con mayor éxito en el desarrollo de la energía eólica han sido capaces de poner en marcha una serie de medidas de fomento de dicha fuente de energía, incluyendo cambios en el marco legal y regulatorio del sector eléctrico así como el diseño de instrumentos de apoyo de tipo económico y financiero. El siguiente capítulo analiza el desarrollo de la industria eólica en EE.UU., concentrándose en los dos estados más avanzados en la materia: California y Texas. El foco será extraer lecciones aprendidas sobre cuáles han sido las principales fuerzas de desarrollo de la industria eólica y qué instrumentos de promoción han tenido mayor impacto. Posteriormente, en el siguiente capítulo se analizará el sector de la energía eólica en México, exponiendo las principales barreras a su desarrollo. Finalmente, en el último capítulo se extraen conclusiones de la comparativa del avance de la energía eólica en ambos países, proponiendo una serie de recomendaciones al proceso de reforma del sector eléctrico en México basadas en las lecciones aprendidas del caso estadounidense.

1 ENERGÍA EÓLICA EN ESTADOS UNIDOS

Entre los factores clave en el crecimiento de la energía eólica en ciertos estados de EE.UU., destacan dos iniciativas del sector público: el *crédito fiscal a la producción de energía renovable* (PTC por sus siglas en inglés) y las *metas de producción de energía renovable* (RPS por sus siglas en inglés). La primera se trata de un crédito fiscal a nivel federal de 1.9 centavos/kWh garantizado durante 10 años y la segunda son metas obligatorias de generación a partir de fuentes renovables establecidas a nivel estatal.

Los aspectos clave para garantizar la sostenibilidad futura del crecimiento de la energía eólica en EE.UU. son: el establecimiento de metas nacionales de generación renovable, el mantenimiento de créditos fiscales a la generación, el establecimiento de una política federal sobre la planificación de la transmisión eléctrica que considera a las energías renovables y el desarrollo de una legislación de cambio climático que busca controlar las emisiones del sector eléctrico.

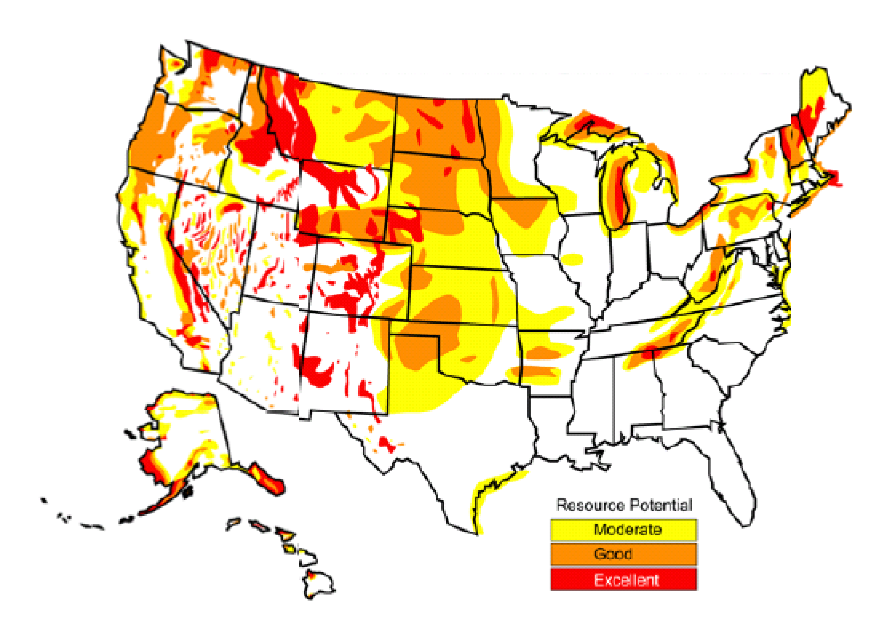
1.1 Potencial y Desarrollo de la Energía Eólica

Con un potencial de energía eólica mayor del doble de su consumo eléctrico actual total, Estados Unidos ha experimentado en la última década una aceleración en el desarrollo de la industria eólica que le ha llevado a situarse, en el año 2008, como líder mundial en capacidad total instalada (25,170 MW)[5]. Esta aceleración también ha supuesto que prácticamente la mitad de la nueva capacidad instalada en EE.UU. en el año 2008 haya sido de origen eólico. A nivel estatal, pese a que el primer estado en promocionar este tipo de energía haya sido California, el dinamismo de los últimos años ha situado a Texas como líder de la industria con casi un 30% de la potencia eólica instalada[6] en EE.UU.

1.1.1 Potencial de Energía Eólica

Estados Unidos posee un elevado potencial eólico, 10,777 TWh anuales, más del doble de la energía eléctrica total producida en Estados Unidos en el año 2007. El mayor potencial, tal y como se puede observar en la Figura 3, se concentra a lo largo de la zona de las grandes llanuras, desde Texas hasta Dakota del Norte.

[5] Global Wind Energy Council (GWEC)
[6] American Wind Energy Association (AWEA)



3. Distribución Geográfica del Potencial de Energía Eólica en EE. UU.

Fuente: Pacific NW Laboratory

Según se puede observar en la Tabla 1, cinco estados concentran el 50% del potencial de energía eólica, habiendo 16 estados con mayor potencial que California, el primer estado en instalar turbinas eólicas en Estados Unidos

	TWh/año
1. North Dakota	1,210
2. Texas	1,190
3. Kansas	1,070
4. South Dakota	1,030
5. Montana	1,020
17. California	59
Total	10,777

Fuente: Pacific NW Laboratory

Tabla 1. Potencial de Energía Eólica por Estado

1.1.2 Evolución de la Capacidad Instalada

A pesar de que a principios de los años 80 se empezaron a instalar turbinas eólicas en California, no fue sino hasta finales de los años 90 cuando empezó a acelerarse el crecimiento de la capacidad. Tal y como se muestra en la Figura 4, desde 1999 la potencia instalada se ha incrementado exponencialmente a un ritmo medio anual del 29%.

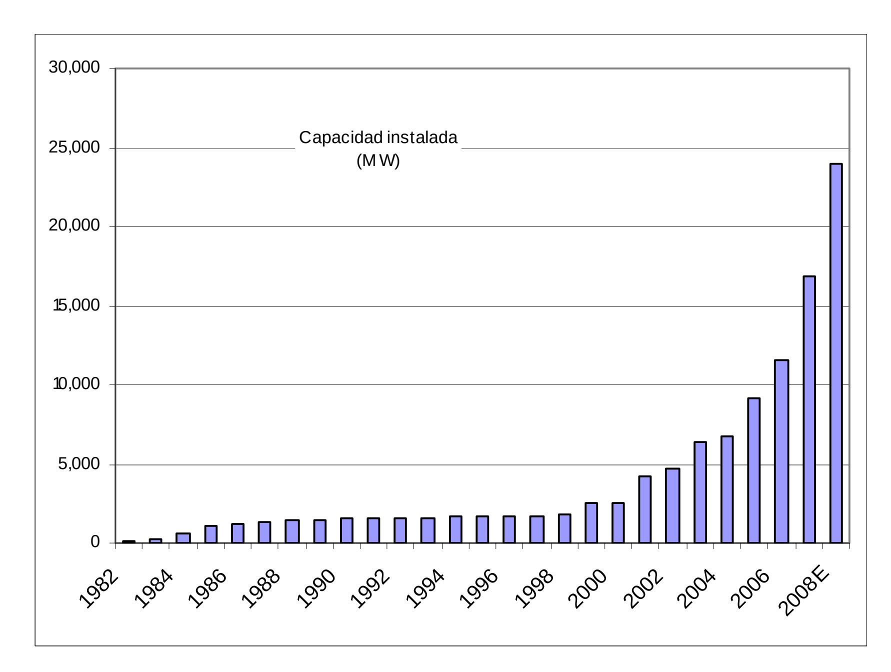


Figura 4. Evolución de la Capacidad Instalada de Energía Eólica

Fuente: EIA

En los dos últimos años, el crecimiento se ha acelerado aún más, siendo cercano al 50%. Como resultado, EE.UU. se situó en el año 2008 como líder mundial en capacidad eólica instalada (25,170 MW frente a 23,902 MW en Alemania a Diciembre 2008)[7]. La Tabla 2 muestra los datos de capacidad eólica instalada por país en el año 2007.

Tabla 2. Capacidad Eólica Instalada en el Mundo por País

2008	MW	%
EEUU	25,170	21%
Alemania	23,903	20%
España	16,754	14%
China	12,210	10%
India	9,645	8%
Resto del mundo	33,116	27%
Total	120,798	100%

Fuente: Global Wind Energy Council

[7] Global Wind Energy Council (GWEC)

La energía eólica también ha incrementado sustancialmente su participación en la matriz energética estadounidense en los últimos cinco años. Según muestra la Figura 5, el porcentaje de la energía eólica en la nueva capacidad instalada total ha pasado del 1% en 2002 al 30% en 2007. Las primeras estimaciones para 2008 indican que la energía eólica representa un 42% de la nueva capacidad instalada.

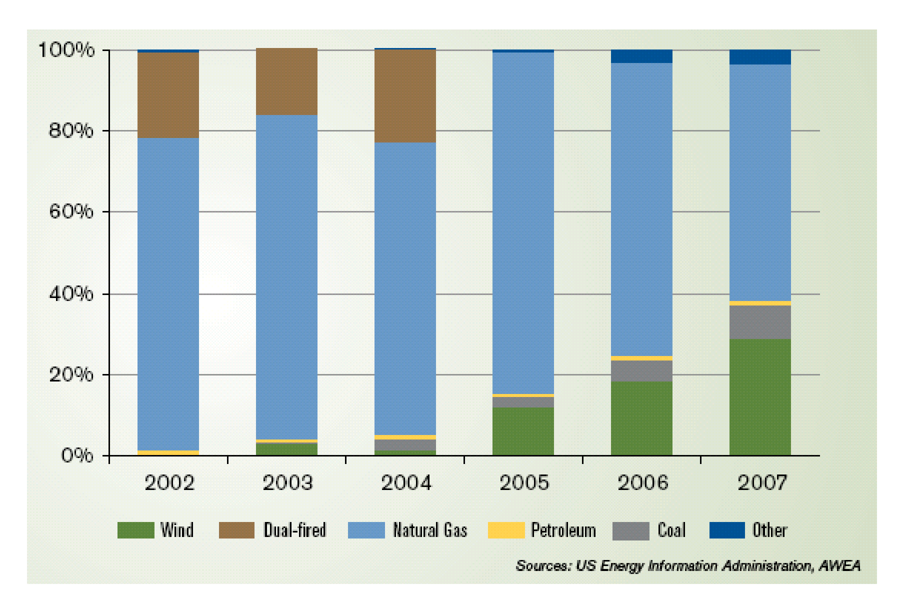


Figura 5. Nueva Capacidad Instalada por Tecnología (2002-2007)

Texas es el estado con mayor capacidad eólica instalada (7,116 MW en 2008), habiendo sobrepasado a California en el año 2006. Representa el 30% de toda la capacidad eólica instalada en EE.UU. y casi el 50% de la nueva capacidad eólica instalada en 2008. Este dinamismo también se ha trasladado a otros estados. Como muestra la Figura 6, a finales de 2008 ya había seis estados con más de 1,000MW de capacidad eólica instalada y más de 20 con más de 100 MW.

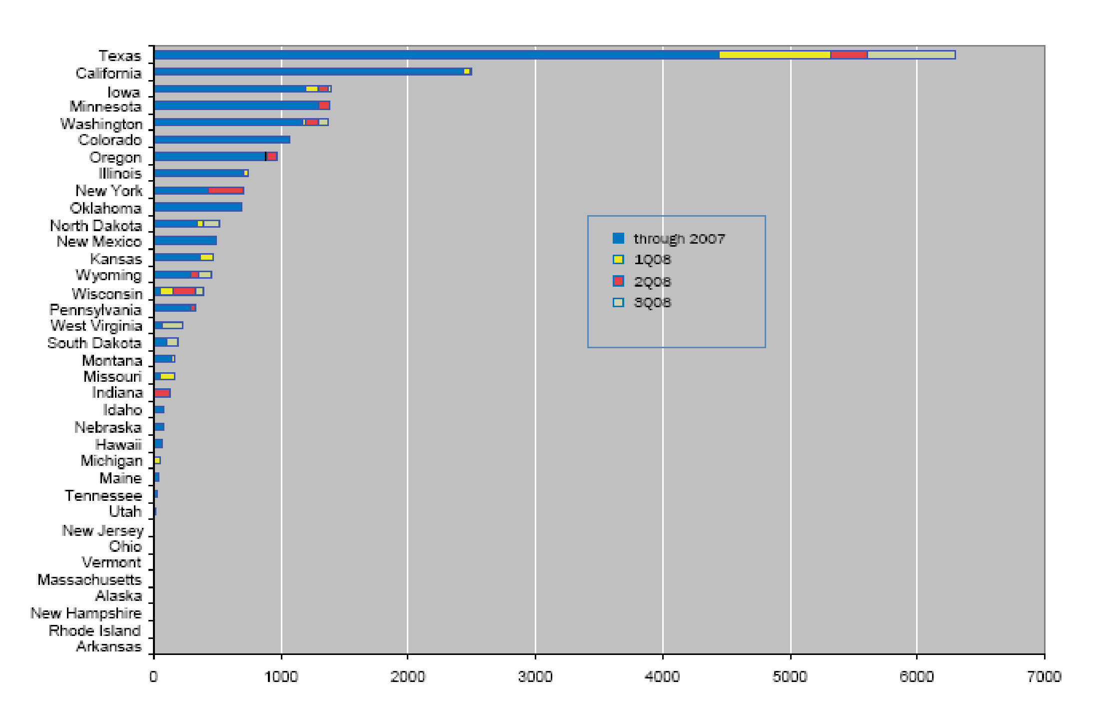


Figura 6. Capacidad Instalada por Estado (MW)

Fuente: AWEA

1.1.3 Factores Clave del Crecimiento

Los factores clave del crecimiento de la energía eólica en EE.UU. se pueden clasificar en factores asociados a:

- *El mercado eléctrico*. En la última década ha habido un incremento sostenido del costo de generación alternativo, quintuplicándose el precio del gas natural desde el año 1998. Por otro lado, el desarrollo de turbinas eólicas más grandes y eficientes ha permitido una disminución considerable del costo de generación de la energía eólica. Estos dos factores han hecho que en varios estados la energía eólica sea una de las opciones de generación más competitiva.

- *Políticas, Regulaciones e Incentivos públicos.* Además de haberse acercado sustancialmente el costo de generación eólica a otras tecnologías alternativas, ciertas medidas de promoción públicas han tenido un impacto sustancial en el desarrollo de la energía eólica en EE.UU. Éstas se pueden clasificar en federales y estatales y entre ellas destacan el C*rédito Fiscal Federal a la Producción de Energía Renovable* y las *Metas de Producción de Energía Renovable* a nivel estatal. Estas medidas se describirán en detalle en la siguiente sección del informe.

1.2 Regulaciones, Políticas e Incentivos de Promoción de la Energía Eólica

En Estados Unidos existen medidas tanto federales como estatales para incentivar el desarrollo de la energía eólica. En esta sección se muestran las iniciativas más relevantes y que mayor impacto han tenido en el desarrollo de la energía eólica en Estados Unidos. Entre ellas destacan el *Crédito Fiscal a la Producción de Energía Renovable* y las *Metas de*

Producción de Energía Renovable. La primera se trata de un crédito fiscal a nivel federal de 1.9 centavos/kWh garantizado durante 10 años y la segunda son metas obligatorias de generación a partir de fuentes renovables establecidas a nivel estatal.

1.2.1 Federales

A nivel federal, ciertas medidas de apoyo dirigidas a diversos actores del mercado eléctrico han sido clave en el desarrollo de la energía eólica en EE.UU. Entre ellas, la más relevante ha sido el Crédito Fiscal a la Producción de energía renovable (PTC por sus siglas en inglés). Este instrumento ha beneficiado a desarrolladores privados de energía renovable.

El Incentivo a la Producción de Energía Renovable (REPI por sus siglas en inglés) es una medida equivalente diseñada para las empresas públicas y cooperativas eléctricas, que no califican para el PTC. Ésta ha tenido un impacto mucho menor, dada su discontinuidad en el tiempo. Este colectivo ha hecho presión para que el gobierno federal diseñase un instrumento de financiación más estable. Como resultado, en el año 2005 se introdujeron los bonos de energías renovables para compañías eléctricas públicas y cooperativas eléctricas, con una dotación anual inicial de US$ 800 millones en el año 2006. Este monto se ha aumentado este año, como parte del paquete de estímulo fiscal, hasta US$ 2,400 millones. Se espera que esta iniciativa tenga un impacto sustancial en el desarrollo de capacidad eólica del sector público.

1.2.1.1 Medidas de Apoyo a los Generadores Privados de Energía Renovable

1.2.1.1.1 Crédito Fiscal a la Producción de Energía Renovable (Federal Production Tax Credit - PTC

El PTC ha sido la medida de apoyo más importante y más efectiva en el desarrollo de la industria eólica en Estados Unidos. Consiste en un crédito fiscal de 1.9 centavos/kWh a la producción de energía eléctrica de fuentes renovables durante los primeros 10 años de operación. Creado bajo el *Energy Policy Act* 1992, ha sido extendido varias veces a lo largo de la última década. Tal y como se observa en la Figura 7, su impacto ha sido determinante en la decisión de instalar nueva capacidad de generación. En todos los años en que no se ha renovado el crédito fiscal, la industria ha reducido significativamente la inversión en nueva capacidad.

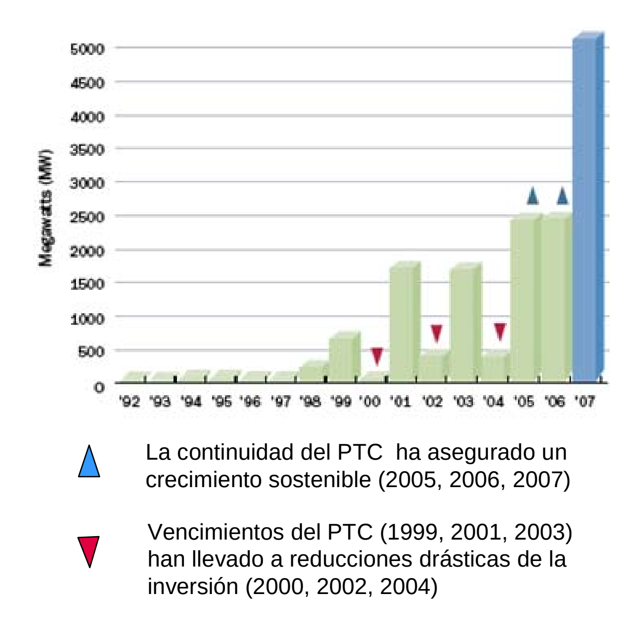


Figura 7. Evolución de la Nueva Capacidad Eólica Instalada

Fuente*:* AWEA

1.2.1.1.2 Depreciación Acelerada de Activos de Generación (Modified Accelerated Cost-Recovery System (MACRS) + Bonus Depreciation)

Bajo este esquema, creado en 1994 y todavía en vigor, se puede hacer una amortización acelerada de los activos de generación eólica en 5 años. Además, el *Job Creation and Worker Assistance Act* 2002 permitió a los propietarios de proyectos eólicos añadir un 30% más de amortización en el primer año para activos comprados entre el 10 de septiembre 2001 y el 11 de septiembre del 2004, y puestos en servicio antes del 1 de enero del 2005. Esta cifra se ha aumentado al 50% para proyectos puestos en operación en el año 2008 y 2009.

1.2.1.2 Medidas de Apoyo a las Compañías Eléctricas Municipales y Cooperativas Eléctricas

Tal y como se ha comentado anteriormente, el crédito fiscal a la generación renovable (PTC) ha sido el instrumento más efectivo para promocionar el desarrollo de la energía eólica en Estados Unidos. Sin embargo, dado que está dirigido exclusivamente a generadores privados, empresas eléctricas municipales y cooperativas eléctricas que no califican para el PTC, han estado pidiendo al gobierno federal el diseño de algún tipo de instrumento de ayuda para el desarrollo de la energía eólica en sus respectivas áreas de distribución.

1.2.1.2.1 Incentivo a la Producción de Energía Renovable (Renewable Energy Production Incentive - REPI)

Este incentivo, creado en el año 1992, consiste en un subsidio de 1.8 centavos/kWh para la energía producida y vendida desde nuevas unidades de generación con base en energías renovables. Las unidades de generación que cumplen los requisitos de este programa son

aquellas que no pagan impuestos federales y por ende no pueden acogerse al PTC (compañías eléctricas públicas y cooperativas eléctricas sin ánimo de lucro). Este incentivo no ha sido especialmente efectivo, ya que su presupuesto debe ser aprobado anualmente por el Congreso, lo que ha hecho que sea muy difícil contar con estos fondos a la hora de apalancar la financiación de un proyecto eólico.

1.2.1.2.2 Bonos de Energías Renovables (Clean Renewable Energy Bonds - CREB)

Este programa se creó recientemente en el *Energy Policy Act* del 2005, dirigido a compañías eléctricas municipales y cooperativas eléctricas que no tienen acceso al PTC y que requerían una financiación más estable que la recibida por el REPI. Se trata de un bono libre de intereses, bajo la forma de un crédito fiscal, pagado completamente por la tesorería de los EE.UU.

Inicialmente, se presupuestaron US$ 800 millones para el año 2006 y se recibieron propuestas por valor de US$ 2,000 millones. Este éxito inicial llevó a extender el programa unos US$ 400 millones más en el año 2007. Como parte del paquete de incentivos fiscales de la nueva administración, el presupuesto de este programa se ha extendido hasta US$ 2,400 millones para el año 2009.

1.2.1.3 Programa de Energías Renovables de USDA (US Department of Agriculture)

El Ministerio de Agricultura de EE.UU. (US Department of Agriculture, USDA) creó en el año 2002 un programa de incentivos al desarrollo de energías renovables. Bajo el *Farm Bill* 2002, el USDA concede préstamos garantizados y subvenciones a la compra de equipos de generación de energía eléctrica renovable a agricultores y pequeñas empresas del sector agroindustrial.

1.2.2 Estatales

Además de los programas federales, un número creciente de estados han impulsado medidas de apoyo al desarrollo de la industria eólica en EE.UU. Dada su relevancia, en esta sección presentaremos primero una descripción general de las metas de producción de energía renovable como el instrumento estatal que mayor impacto está teniendo en el desarrollo de la energía eólica. Posteriormente se analizarán las principales iniciativas estatales en California y Texas, incluyendo los esquemas concretos de RPS.

1.2.2.1 Metas de Producción de Energía Renovable (Renewable Portfolio Standard - RPS)

Junto con el PTC a nivel federal, el instrumento que ha tenido más impacto en el crecimiento de la energía eólica ha sido la introducción de metas de producción de energía renovable a nivel estatal. Se estima que la mitad de la capacidad instalada de energía renovable en la última década ha ocurrido en estados con políticas de RPS, siendo un 90% energía eólica.

Este instrumento fija una serie de metas crecientes de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables a los productores de energía eléctrica del estado. El regulador eléctrico del estado es el que fija las metas de generación renovable a las diferentes compañías eléctricas, estableciendo los mecanismos y procedimientos para su cumplimiento.

Muchos estados, aunque no todos, incluyen en este esquema el mercadeo de Certificados de Energía Renovable (RECs por sus siglas en inglés)[8]. Aunque el primer estado en fijar dichos estándares fue Iowa en 1983, la gran mayoría de los estados que participan en esta iniciativa lo han hecho a partir de 1997. En la actualidad, 28 estados tienen metas obligatorias de producción de energía renovable y cinco estados más tienen metas voluntarias (Ver Figura 8). Dado que no existe una política federal que estandarice los RPS, su aplicación y éxito varían sensiblemente entre estados.

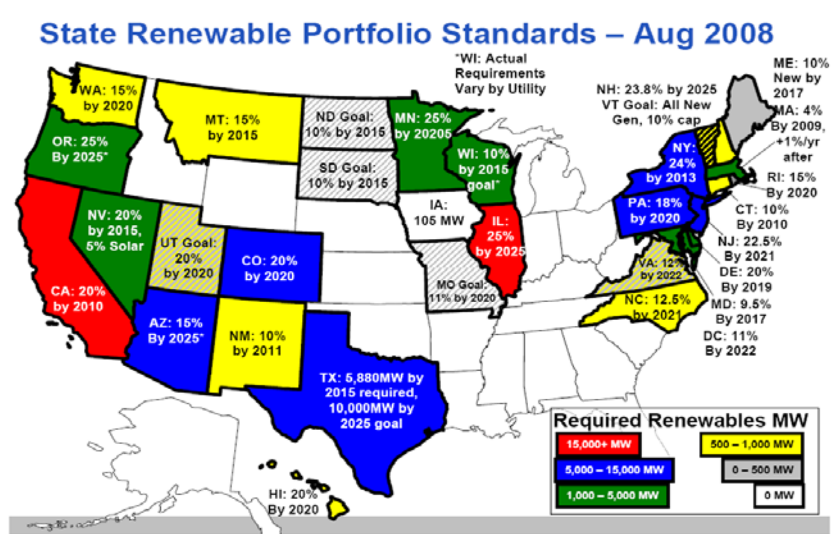


Figura 8. Metas Obligatorias (RPS) y Voluntarias (GOALS) de producción de Energía Renovable a Nivel Estatal.

Fuente*:* Black *and* Veatch

1.2.2.2 California

La industria eólica se inició en California en 1978 con la ley *Public Utility Regulatory Policy Act* (PURPA) que obligó a las compañías eléctricas a comprar energía a generadores de fuentes renovables. En 1982, California creó el *Standard Offer 4 (SO4)*, que introdujo contratos de largo plazo para desarrolladores de energías renovables ofreciendo diez años de precios de electricidad preferenciales. Como resultado, tal y como se puede observar en la Figura 9, la generación eólica creció dramáticamente en los años 80. En términos de potencia instalada, se llegó hasta 1,600 MW. Sin embargo, la no renovación de los contratos preferenciales hizo que se estancara la industria eólica a partir de los 90.

---

[8] Los certificados de energía renovable (RECs) son una *commodity* del mercado eléctrico estadounidense que representan la prueba de que 1 MWh ha sido generado por una fuente renovable. Estos certificados se pueden mercadear, y el propietario puede certificar que ha comprado energía renovable. En estados con programas RPS, los RECs pueden servir como mecanismo de flexibilidad para las compañías eléctricas que tengan que demostrar que un porcentaje de su generación es de origen renovable.

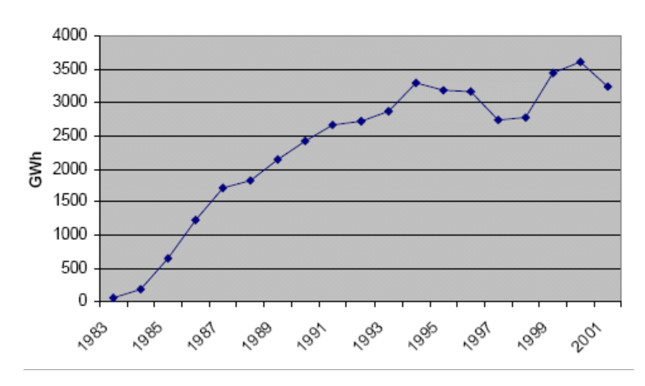


Figura 9. Generación Eólica en California (1983-2001)

Fuente*:* NREL (2003). Policies and Market Factors Driving Wind Power Development in the United States

A finales de los 90 se puso en marcha una nueva serie de iniciativas que relanzan el sector eólico, destacando: a) el fondo de energías renovables, bajo el cual se introdujo un cargo a la tarifa de las empresas eléctricas públicas para financiar proyectos de energías renovables, b) la renegociación de contratos a precios preferenciales y c) la adopción de RPS en 2002. Bajo el decreto que aprobó el RPS, las empresas eléctricas deben incrementar anualmente al menos un 1% la participación de fuentes renovables en su capacidad total de generación, para alcanzar un 20% en el año 2010 y 33% en el año 2020. Estas metas son las más agresivas de todo EE.UU.

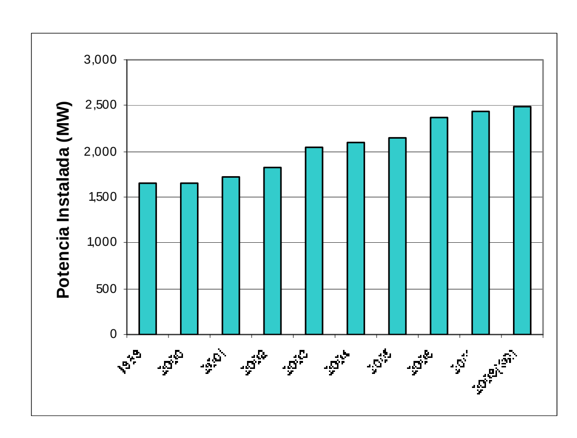


Figura 10. Capacidad Eólica Instalada en California 1999-2008

Fuente: AWEA. Wind Energy Database

1.2.2.2.1 Iniciativa de Transmisión para Energías Renovables (RETI)

A pesar de las metas de energía renovable tan elevadas, las empresas eléctricas en California están encontrando bastantes problemas para avanzar a un ritmo sostenible en el desarrollo de proyectos, principalmente debido a retrasos en los proyectos RPS ligados a la transmisión de energía eléctrica, ya que gran parte de los recursos renovables en California están alejados de los centros de consumo y se necesitan expansiones significativas del sistema de transmisión. Ante esta situación, se presenta el clásico problema del huevo y la gallina: las empresas eléctricas no quieren invertir en redes de transmisión hasta que la

generación no esté comprometida y los generadores no quieren comprometerse a desarrollar sus proyectos hasta que la transmisión esté comprometida.

En un intento de solventar estos problemas, en el año 2007 se creó la Iniciativa de Transmisión para Energías Renovables (RETI por sus siglas en inglés), como un proceso de planificación conjunta entre los principales actores del mercado eléctrico en California: el regulador *California Public Utilities Commission (CPUC)*, la comisión de energía *California Energy Commission (CEC)*, el operador del sistema *California Independent System Operator (CAISO)*, y las compañías eléctricas tanto públicas como privadas.

La RETI es una iniciativa estatal que busca identificar y cuantificar los recursos energéticos renovables y económicamente viables clasificados en áreas competitivas de energías renovables (CREZs por sus siglas en inglés) e identificar las necesidades de capacidad de transmisión eléctrica a los centros de consumo. Para ello, el programa está dividido en tres fases:

- Fase 1 (2008): Identificación y clasificación de las zonas con recursos energéticos renovables; definición de las CREZs

- Fase 2 (2009): Planificación de las líneas de transmisión

- Fase 3 (2009 y ss): Desarrollo y explotación de las CREZs junto con las líneas de transmisión.

Una de las diferencias con las CREZs del estado de Texas es que las áreas definidas pueden contar con más de un tipo de energía renovable (p.ej.: solar, eólica, biomasa, etc.). Además, se han identificado CREZs en otros estados colindantes con EE.UU. para desarrollar proyectos renovables elegibles dentro del RPS, así como CREZs fuera de EE.UU. (Baja California en México y British Columbia en Canadá).

1.2.2.3 Texas

El RPS más exitoso en EE.UU. ha sido el del estado de Texas con más de 6,000 MW de energía eólica instalados desde su adopción en 1999 (Ver Figura 11). Originalmente contemplaba la instalación de 2,000 MW de capacidad para el 2009, en 2005 fué extendida a 5,000 MW para el 2015 y a 10,000 MW para el 2025 (Texas cuenta en la actualidad con más de 6,000 MW de capacidad eólica instalada). Una de las claves del éxito del RPS en Texas ha sido el establecimiento de elevadas multas por no cumplimiento de los objetivos.

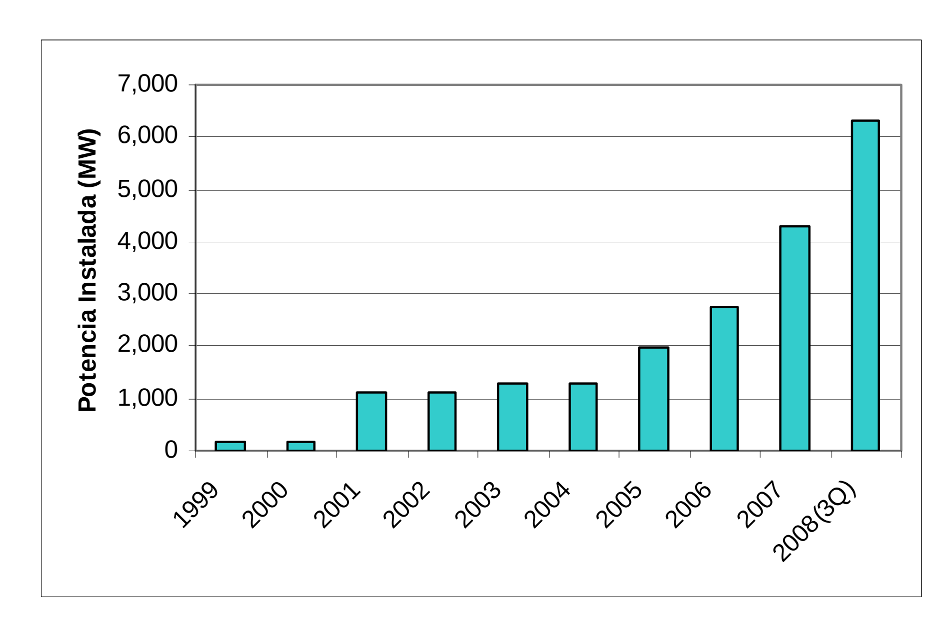


Figura 11. Capacidad Eólica Instalada en Texas 1999-2008

Fuente: AWEA. Wind Energy Database

Además del RPS, a nivel estatal se han tomado otra serie de medidas que han impulsado la industria eólica en Texas. En primer lugar, el valor de los RECs está asegurado por el estado, suponiendo una entrada estable de financiamiento para el desarrollador del proyecto. Además, el estado de Texas garantiza una serie de deducciones fiscales para productores de equipamiento de energía eólica y para la compra de equipamiento de generación de energía eólica.

1.2.2.3.1 Zonas Competitivas de Energías Renovables (CREZ por sus siglas en inglés)

Texas es uno de los primeros estados en afrontar los problemas de la transmisión y la elevada variabilidad de la generación creando zonas de parques eólicos o “clusters”. Esta “zonificación” permite una explotación ordenada de los recursos eólicos a través de planificar y financiar conjuntamente las líneas de transmisión eléctrica entre varios parques eólicos, aumentar el factor de capacidad disponible al conectar varios parques eólicos y asegurar una capacidad de transmisión para distribuir la energía generada a los centros de consumo.

La comisión reguladora (PUCT) aprobó en 2005 la creación de las zonas competitivas de energías renovables (CREZ). Estas zonas deben contar con suficiente potencial de generación eléctrica y antes de la concesión de licencias de explotación se debe realizar un plan de construcción de la línea de transmisión eléctrica que conecte a la CREZ con la red eléctrica. Después de analizar el potencial eólico, la PUCT designó 8 CREZs agrupadas en 5 áreas (Panhandle A&B, Central West, Central, y McCamey), mostradas en la Figura 12.



Figura 12. Áreas de Zonas Competitivas de Energías Renovables

1.3 Aspectos Clave para el Futuro de la Energía Eólica

En el año 2006, el Departamento de Energía de EE.UU. (DOE en sus siglas en inglés) inició un estudio para evaluar las posibilidades de conseguir un 20% de la generación eléctrica con energía eólica para el 2030. En Mayo del 2008 se publicaron los resultados de este estudio, que estiman una nueva capacidad de 290 GW a desarrollar en 23 años[9]. La agencia estadounidense de energía eólica (AWEA por sus siglas en inglés) ha publicado recientemente un informe[10] en el que se describen los elementos clave para poder llegar al objetivo del 20% en el 2030. En esta sección se resumirán éstos y otros temas que son clave para el futuro de la energía eólica en EE.UU.

1.3.1 Establecimiento de Metas Nacionales de Producción de Energía Renovable

Tal y como se mostró anteriormente, 28 estados y Washington DC han adoptado RPS, pero no se ha establecido una política federal de objetivos mínimos de generación renovable. Aunque desde el año 1997 se han presentado varias propuestas al Congreso tratando de fijar unos objetivos comunes y que a su vez se homogeneicen los programas de incentivos a las energías renovables, ninguna de estas propuestas se ha llegado a implementar.

Dado el impacto tan positivo que ha tenido el establecimiento de dichas metas en diversos estados, la nueva administración presidencial está considerando adoptar metas nacionales mínimas con la posibilidad de que los estados puedan imponer objetivos más ambiciosos.

1.3.2 Extensión del Crédito Fiscal (PTC)

El Crédito Fiscal a la Producción de Energía Eólica ha sido la medida de apoyo del gobierno federal más importante y más efectiva en el desarrollo de la industria eólica. Históricamente, en aquellos años donde no se ha extendido esta medida de apoyo (2000, 2002 y 2004), el crecimiento de la capacidad instalada se ha limitado sensiblemente. Para dar estabilidad a la inversión en energía eólica se está considerando una extensión de al menos cinco años del crédito fiscal a las energías renovables.

[9] Department of Energy (2008). 20% Wind Energy by 2030. Increasing Wind Energy's Contribution to U.S. Electricity Supply. U.S. Government
[10] AWEA. Wind Energy for a New Era. An Agenda for the New President and Congress. Ene-09

1.3.3 Política Federal de Transmisión de Energía Renovable

Como se ha comentado anteriormente en el informe, una de las mayores barreras al desarrollo de la energía eólica es la falta de capacidad de transmisión eléctrica. Hemos mostrado las diferentes iniciativas estatales, creando zonas competitivas de energías renovables (CREZ en sus siglas en inglés), que pretenden solventar este problema. Con base en dichas experiencias, se ha propuesto crear zonas similares a nivel federal: zonas nacionales de energías renovables (NREZs) para poder aprovechar sinergias entre diferentes estados. De esta manera, se podría agregar demanda a través de organizaciones regionales de transmisión eléctrica (RTOs) e invertir a nivel regional y estatal en capacidad de transmisión.

1.3.4 Legislación Nacional de Cambio Climático

Finalmente, la energía eólica se vería muy favorecida si EE.UU. adopta compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y pone en marcha algún sistema de regulación de las emisiones que reconozca el valor medioambiental de las energías renovables. Ya sea a través de un sistema de *cap-and-trade* como en Europa o un impuesto al carbono emitido, se generaría un incentivo adicional a la inversión en capacidad de energía renovable.

2 ENERGÍA EÓLICA EN MÉXICO

A pesar de contar con uno de los mejores potenciales de energía eólica del mundo, tanto en cantidad como en calidad, el desarrollo de este tipo de recurso energético en México ha sido muy limitado, principalmente debido a la falta de incentivos públicos para fomentar el uso de energías renovables, así como a la falta de un esquema regulatorio claro que permita una mayor participación del sector privado en el desarrollo de parques eólicos.

En este capítulo se presenta, en primer lugar, el marco regulatorio del sector eléctrico en México, haciendo especial énfasis en el área de energía eólica y las diferentes iniciativas legales, regulatorias y económico financieras existentes para el fomento de la energía eólica. Posteriormente se muestra el análisis de la evolución y perspectivas del mercado eléctrico en México, junto con el rol actual y potencial que la energía eólica podría tener en el sector. Finalmente se presenta un análisis de las principales barreras al desarrollo de la energía eólica que existen en México.

2.1 Marco Regulatorio del Sector Eléctrico

El sector eléctrico en México se considera estratégico para la soberanía nacional. Por lo tanto, hay ciertas limitaciones para la participación privada, permitiendo a las empresas extranjeras operar en el país sólo a través de una serie de modalidades específicas en el área de generación eléctrica.

Tal y como se muestra en la Figura 13, todo el marco regulatorio del sector eléctrico mexicano tiene como fundamento la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Según establece la Constitución, el sector eléctrico es de propiedad federal bajo el control de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).



Figura 13. Ordenamientos Jurídicos que rigen las Actividades del Sector Eléctrico

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016. SENER

Por su parte, las principales leyes que regulan la prestación del servicio eléctrico son:

- *Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)*. Esta ley es el principal ordenamiento legal de esta materia en México. Con ella se regula la prestación del servicio público de energía eléctrica y la organización y funcionamiento de la CFE.

- *Ley Orgánica de la Administración Pública Federal*. Esta ley regula la asignación de responsabilidades de las secretarías de Estado, particularmente la Secretaría de Energía.

- *Ley de la Comisión Reguladora de Energía (CRE)*. Esta ley regula las actividades y organización del ente regulador de la energía.

2.1.1 Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)

La LSPEE, publicada en 1975 y reformada por última vez en 1993, establece el ordenamiento legal de las actividades del sector eléctrico. En ella se determina que el gobierno, a través de sus entidades paraestatales CFE y LFC, tiene la responsabilidad exclusiva en la generación, transmisión, transformación y distribución de electricidad.
En el año 1992, con el objetivo de incentivar la participación de particulares en la expansión del sistema eléctrico, se modificó la LSPEE incorporando diferentes modalidades de participación privada en la generación de energía eléctrica:

- **Autoabastecimiento.** Es la generación de energía eléctrica para fines de autoconsumo.

- **Cogeneración.** Es la producción de energía eléctrica, conjuntamente con algún tipo de energía térmica secundaria, o a partir de energía térmica no aprovechada, o utilizando combustibles producidos en el proceso industrial que se trate. Al igual que en el caso de autoabastecimiento, la electricidad generada debe estar destinada a la satisfacción de las necesidades del permisionario.

- **Producción independiente.** Es la generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor de 30 MW, destinada exclusivamente a su venta a la CFE o a la exportación.

- **Pequeña producción.** Es la generación de energía eléctrica destinada a la venta a la CFE o a la exportación (proyectos con una capacidad menor de 30 MW); o al autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio de energía eléctrica (proyectos con una capacidad menor de 1 MW)

- **Exportación.** Es la generación de energía eléctrica para la exportación, a través de proyectos de cogeneración, producción independiente o pequeña producción.

- **Importación.** Es la adquisición de energía eléctrica del extranjero para el consumo propio del permisionario.

La Figura 14 muestra gráficamente las interrelaciones de las diferentes modalidades de participación privada en la generación de energía eléctrica y la CFE/LFC.

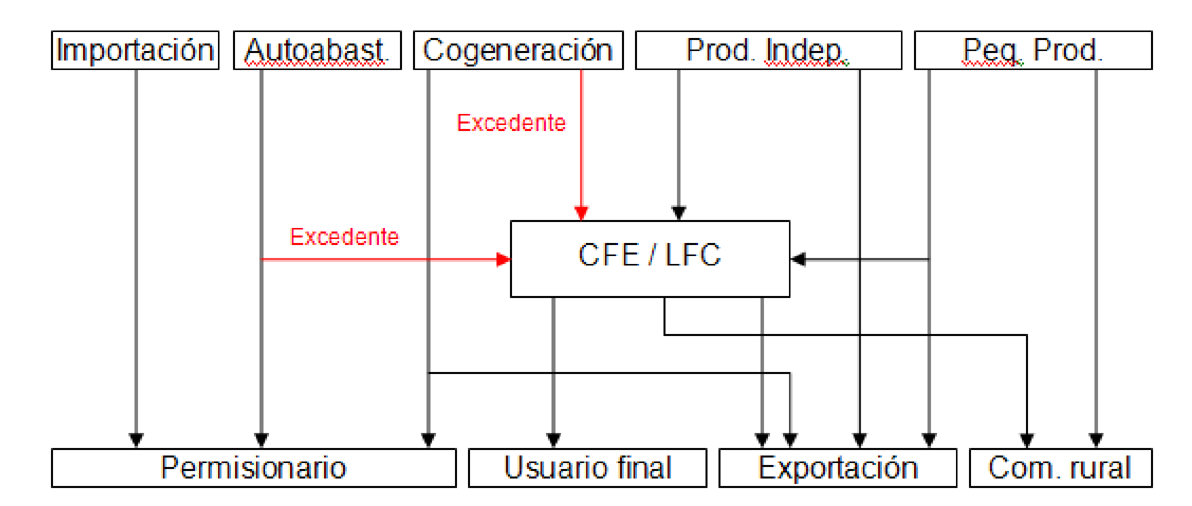


Figura 14. Modalidades de Generación de Energía Eléctrica en el Sector Privado

Desde su introducción en 1992, las diferentes modalidades de generación del sector privado han logrado ocupar un 32.9% de la capacidad total instalada en el 2007. Entre ellas destacan la producción independiente y el autoabastecimiento con un 53.2% y 23.2% respectivamente de la capacidad de los permisos concedidos. Otro punto a destacar de los permisos privados autorizados, es el predominio de la tecnología de ciclo combinado a gas natural, que para 2007 representó el 66.6% de la capacidad total autorizada. Si se incluyen los ciclos abiertos y las turbinas de gas, la participación del gas natural llega al 80% de los permisos privados.
Como monopolio estatal, la CFE tiene la potestad de fijar las tarifas de venta de energía eléctrica y los cargos de transmisión. Adicionalmente, es la CFE la que realiza la planificación de la expansión de la capacidad de generación, controlando así las diferentes adiciones de capacidad del servicio público, la tecnología a usar y su respectiva modalidad (obra pública financiada o producción independiente)[11].

2.1.2 Instrumentos de Regulación para Fuentes de Energía Renovable

En adición a la LSPEE y sus diferentes modificaciones, el marco regulador cuenta con una serie de instrumentos que permiten a los suministradores privados interconectarse con el sistema eléctrico nacional y realizar intercambios comerciales con la CFE/LFC. Para fuentes de energía renovable, los instrumentos más relevantes son los contratos de interconexión y compraventa de energía eléctrica, así como el convenio para el servicio de transmisión de energía eléctrica. Como parte de los contratos y convenios citados, la CRE ha publicado una serie de metodologías para establecer los cargos de transmisión, los servicios conexos y el costo total de corto plazo para las energías renovables.

En materia fiscal, el 1° de diciembre de 2004 se publicó en el Diario Oficial de la Federación la modificación a la Ley del Impuesto sobre la Renta que permite a los desarrolladores que inviertan en maquinaria y equipo para la generación de energía proveniente de fuentes renovables, deducir 100% de la inversión en un solo ejercicio. Con el fin de que estas

[11] La CFE no tiene un control directo sobre las adiciones de capacidad de generación privadas con otro destino que no sea el servicio público, a saber, las diferentes modalidades de autoabastecimiento (cogeneración, abastecimiento y pequeña producción) y el mercado de exportación.

inversiones no se hagan con el único fin de reducir la base gravable del impuesto, se contempla como obligación el que la maquinaria y equipo que se adquiera se mantenga en operación durante un periodo mínimo de cinco años.

2.1.2.1 Elementos del Marco Regulatorio por Tipo de Permisionario

Los modos más relevantes de participación privada en el sector de la energía eólica en México son tres: a) la producción independiente, b) la exportación y c) el autoabastecimiento. Los elementos del marco regulatorio mexicano más relevantes para cada modalidad son los siguientes:

A) Producción independiente

Para los productores independientes de energía eólica los elementos del marco regulatorio más relevantes son: a) el programa de expansión de capacidad a través del esquema de producción independiente y b) el contrato de compraventa de energía eléctrica con la CFE.

La CFE es la encargada de realizar la planificación de la expansión del sistema de generación eléctrica en México. Para ello tiene en cuenta los lineamientos estratégicos de la Secretaría de Enegía (SENER) así como el análisis de costos de las diferentes alternativas de generación por tipo de tecnología. Como resultado de este análisis se elabora el documento anual *Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico*. La LSPEE establece que la elección de la tecnología de generación se debe basar principalmente en aquella que proporcione un menor costo de generación de largo plazo. Esta restricción es una de las razones por las que el desarrollo de las energías renovables en México se haya visto tan limitado, dado que en la selección no se tiene en cuenta otra serie de beneficios (medioambientales, seguridad energética, etc.).

Una vez definido el programa de expansión de la generación, la CFE propone el esquema de financiación más adecuado, incluyendo la producción independiente como uno de los posibles esquemas de financiamiento. Así, la producción independiente está limitada a aquellos proyectos que la CFE quiera sacar a licitación. Para el caso de la energía eólica, la central *La Venta III* ha sido el primer proyecto de producción independiente con dicha tecnología. En este caso, dado que forma parte del proyecto del Global Environment Facility “Proyecto de Energía Renovable a Gran Escala (PERGE)”, cuenta con un subsidio a la producción de 20.4 millones de US$ (1.1 centavos de US$/kWh durante los cinco primeros años de generación).

En cuanto a los contratos de compraventa, éstos son confidenciales y forman parte de la documentación que los interesados adquieren a la hora de participar en los procesos de licitación. El precio de venta se establece como resultado de la licitación, ya que es la variable determinante para ganar el concurso. Los precios de venta de convocatorias pasadas tampoco son públicos.

Otra restricción relevante para los productores independientes de energía eólica es que los contratos de compraventa con la CFE solamente reconocen el pago de energía y no el de capacidad, mermando así los incentivos económicos de una fuente intermitente como es la energía eólica.

B) Exportación

La producción privada de energía eléctrica para la exportación no se ve limitada a las licitaciones públicas de nueva capacidad de generación de la CFE. En este caso, un desarrollador puede realizar el proyecto donde y cuando considere conveniente. Los instrumentos de regulación más relevantes en esta modalidad son:

- El contrato de interconexión para fuente de energía renovable
- El convenio para el servicio de transmisión de energía eléctrica para fuente de energía renovable
- La metodología para la determinación de los cargos por servicios de transmisión de energía eléctrica para fuente de energía renovable.

El marco regulatorio mexicano permite el acceso de agentes privados a las redes de transmisión de la CFE para la venta de energía eléctrica a terceros fuera del país. Los cargos por los servicios de transmisión se deben calcular siguiendo la metodología publicada por la CRE a tal efecto. A pesar de que dicha metodología es un documento público, es prácticamente imposible saber de antemano el costo de transmisión porque dicha metodología involucra una simulación de flujos de carga con modelos y bases de datos que sólo están en posesión de la CFE. Conocedora de esta limitación, la CFE publica periódicamente en su página web unas tablas indicativas en función del nivel de tensión y los puntos de entrada y salida.

C) Autoabastecimiento

Originalmente, las modalidades de autoabastecimiento y cogeneración estaban pensadas para poder atender a una demanda local, es decir, localizada en las mismas instalaciones donde se localiza la generación o cercano a ella. Con el paso del tiempo, el marco regulatorio ha expandido el concepto de autoabastecimiento incluyendo la modalidad de autoabastecimiento remoto o a través del porteo. En este caso, la generación no tiene que encontrarse necesariamente cerca del consumo (Ver Figura 15).

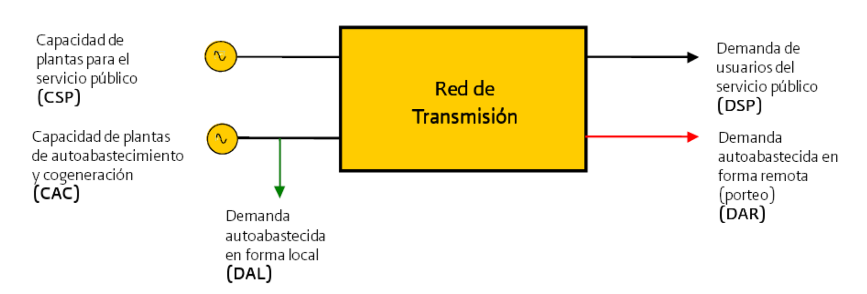


Figura 15. Descripción del Sistema Eléctrico Nacional

Fuente: SENER. Prospectiva del sector eléctrico 2008-2017

Esta nueva modalidad ha permitido a grupos de industriales crear sociedades de generación eléctrica para su abastecimiento, pudiendo contar con posibilidades de generación eléctrica en cualquier punto del país. Se requiere formar una sociedad de autoabastecimiento entre

los consumidores y la empresa generadora y es la CFE la que proporciona el servicio de porteo de la energía generada. Además, la CFE proporciona un servicio de respaldo para garantizar el suministro a los consumidores que forman parte de la sociedad de autoabastecimiento.

Otra de las medidas regulatorias relevantes asociadas al autoabastecimiento es la posibilidad de vender los excedentes de energía a la red. Para tal efecto, la CRE publicó en el 2002 la metodología para determinar el costo total de corto plazo que se utilizará para calcular el pago de la energía eléctrica entregada por los permisionarios a la CFE/LFC. Dado que esta metodología está asociada a la compraventa de excedentes de electricidad, incluye solamente el costo unitario variable de generación de la planta marginal y no los costos fijos asociados a la inversión en los equipos de generación.

Al igual que en el caso de la modalidad de exportación, los instrumentos regulatorios más relevantes en el caso del autoabastecimiento son los relacionados con la interconexión y la transmisión de energía eléctrica, teniendo la misma problemática ya identificada.

2.1.2.2 Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE)

El 28 de noviembre de 2008 se aprobó la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética. Esta ley contempla las siguientes iniciativas:

- Elaboración de un **Programa para el Aprovechamiento de las Fuentes Renovables de Energía**. Dicho programa será diseñado y coordinado por la SENER y establecerá metas para el desarrollo de las distintas tecnologías. En la planificación anual que elaboren la CFE y LFC deberán respetar las metas especificadas en dicho programa.

- Creación de un **Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía**. Este fondo será coordinado por un comité técnico presidido por la SENER y que contará con miembros de diferentes secretarías (de Hacienda y Crédito Público, de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación, y de Medio Ambiente y Recursos Naturales), de la CFE y LFC y de varios institutos tecnológicos (IMP, IIE y CONACYT). Dicho comité emitirá las reglas para la administración, asignación y distribución de los recursos en el Fondo. Este fondo dará incentivos a la generación de electricidad, financiará un fondo para la investigación y el desarrollo tecnológico en energías renovables, con una orientación hacia la producción industrial, favorecerá el desarrollo de tecnologías emergentes, apoyará la electrificación rural con fuentes renovables e incentivará aplicaciones no eléctricas de estas fuentes. La ley todavía no ha definido cómo se va a financiar dicho fondo, pero se prevé que contará con recursos del presupuesto federal, del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y otros apoyos internacionales y, potencialmente, de un gravamen a las emisiones de CO_2 en México. Aunque la ley no establece todavía criterios de reparto del fondo, la propuesta de ley contemplaba una primera aproximación:
    - 55% para el “Fondo Verde”, que incentive el uso de tecnologías renovables maduras (aplicaciones eléctricas). Este fondo está inspirado en el subsidio implementado en el proyecto eólico *La venta III* dentro del PERGE.
    - 6% para el “Fondo de Tecnologías Emergentes” (aplicaciones eléctricas)

- 15% para el "Fondo de I+D de las ER (FIDTER)"
- 10% para el "Fondo de electrificación rural"
- 7% para el "Fondo de Biocombustibles"
- 7% para el "Fondo General de ER"(aplicaciones no eléctricas)

La ley fue aprobada el pasado noviembre del 2008, sin embargo, todavía la SENER está en el proceso para convocar a un consejo consultivo que pueda coordinar la elaboración de las diferentes regulaciones para que los diferentes instrumentos creados por la ley se puedan empezar a implementar.

2.2 Sector Eléctrico en México: Desarrollo y Perspectivas

El sistema eléctrico mexicano está dominado principalmente por las compañías estatales CFE y LFC, que proveen cobertura eléctrica a más del 97% de la población. La capacidad total instalada del sistema eléctrico en la actualidad (2007) es de 59,008 MW, generando 263 TWh/año. Desde mediados de los años noventa, la nueva capacidad de generación ha sido instalada principalmente a través de la modalidad de productor independiente, usando el Esquema de Financiamiento con Garantías del Gobierno Federal (PIDIREGAS). Como resultado, en la actualidad, la modalidad de producción independiente ya representa un 23% de la capacidad total instalada y genera un 31% de la electricidad.

Otro elemento clave del sector eléctrico en México es el nivel de subsidios que se encuentra dentro de los más elevados del mundo. Gran parte de estos subsidios van dirigidos al sector residencial, que sólo cubre un 40% de los costos. Una parte de estos subsidios se financia a través de transferencias del presupuesto federal y otra parte se hace a través de un subsidio cruzado con los segmentos industrial y comercial, que se enfrentan a una de las mayores tarifas eléctricas de toda Latinoamérica. Este elevado nivel de tarifas ayuda a explicar el aumento del consumo eléctrico autoabastecido, que ha crecido a una tasa media anual del 10.2% en la última década. Como resultado, esta modalidad ha desplazado un 15% del consumo industrial, poniendo en serio riesgo la sostenibilidad del esquema de subsidios.

Alrededor de un 73% de la capacidad eléctrica instalada en México está basada en combustibles fósiles, siendo las plantas que usan gas natural las que aglutinan un mayor porcentaje con un 36%. El resto de la capacidad instalada es hidráulica (22%), nuclear (2.7%), con una participación minoritaria de la energía renovable no hidráulica: geotérmica (2.2%), y eólica (0.1%). El elemento más importante en el desarrollo del sector eléctrico mexicano en la última década ha sido el cambio en la matriz de generación eléctrica a través de una sustitución sostenida de plantas de combustóleo por plantas de gas natural. De hecho, el *Programa Sectorial de Energía 2007-2012* prevé una meta para el año 2012 de 41% de gas natural en capacidad instalada seguido de un 20% de combustóleo.

2.2.1 Evolución de la Demanda de Energía Eléctrica

En la última década, el consumo de energía eléctrica ha tenido un crecimiento medio anual de 3.9%, principalmente como resultado de la evolución de los sectores residencial y mediana industria. Este crecimiento se ha mantenido bastante estable en un rango del 2 al 4% anual.

La CFE clasifica el consumo nacional de energía eléctrica en dos componentes: a) las *ventas internas* de energía eléctrica, abastecidas a través de generadores públicos, incluyendo la producción independiente, y b) el *autoabastecimiento*, que incluye a los actores privados de autoabastecimiento, cogeneración, usos propios continuos, pequeña producción e importación. A nivel sectorial, el autoabastecimiento está concentrado en los sectores industrial y comercial.

Aunque en la actualidad el autoabastecimiento representa una parte minoritaria del consumo nacional, con un 11.4%, éste ha experimentado un crecimiento sensiblemente superior a la media, tal y como se observa en la Figura 16, con un 10.2% de tasa media de crecimiento anual. Sin embargo, tal y como se desarrollará más en detalle posteriormente, este crecimiento está más asociado a un cambio de suministro que a un crecimiento vegetativo del consumo.

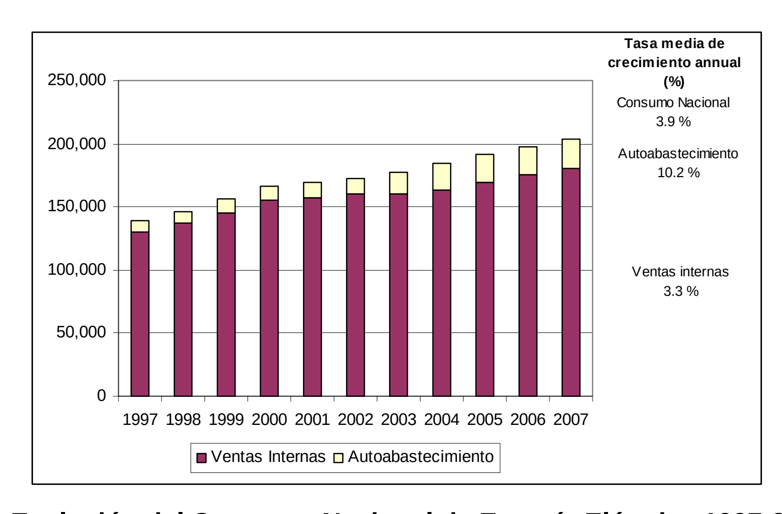


Figura 16. Evolución del Consumo Nacional de Energía Eléctrica 1997-2007 (GWh)

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016. SENER

En lo que respecta a la distribución sectorial de las ventas internas, tal y como muestra la Figura 17, el mayor consumidor es el sector industrial (59.1%), seguido del residencial (25.4%).

En la última década, el sector cuya demanda creció a un mayor ritmo fue el residencial, con un 4,5% anual. Esta evolución se explica en gran parte a que los sectores residencial y agrícola en México están altamente subsidiados.

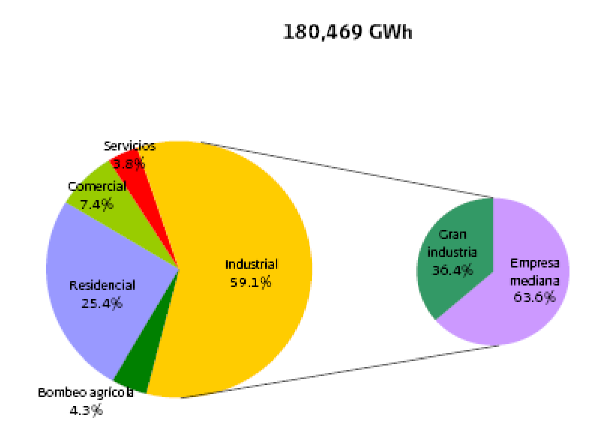


Figura 17. Distribución de las Ventas Internas por Sector, 2007

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016. SENER

Por otro lado, como muestra la Figura 18, dentro de las ventas de la CFE y LFC, el sector de la gran industria es el que ha crecido menos en la última década, a una tasa anual de 0.9%. Uno de los aspectos que explica este estancamiento es que las tarifas industriales en México se encuentran dentro de las más elevadas de Latinoamérica, y que desde el año 1992 se ha permitido el esquema de autoabastecimiento, incluyendo el autoabastecimiento remoto[12].

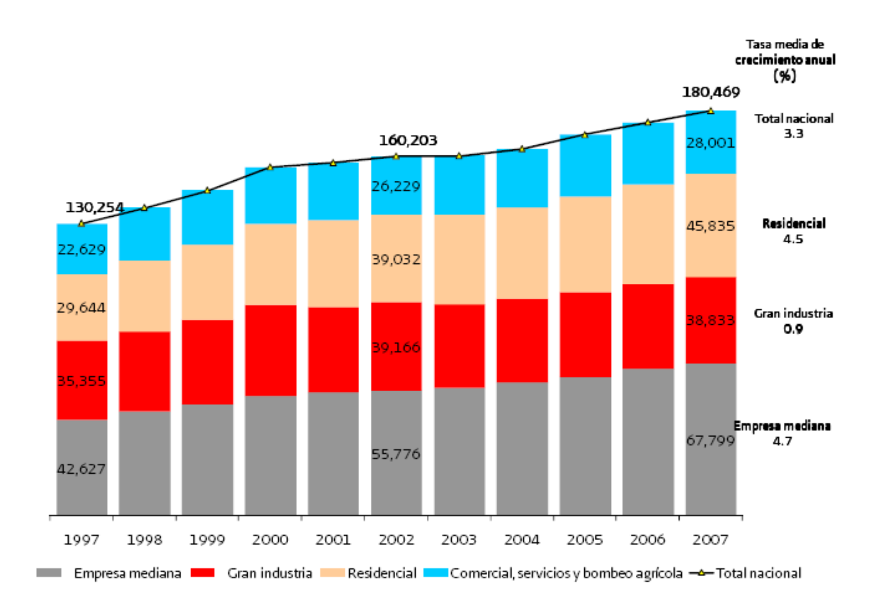


Figura 18. Evolución Sectorial de las Ventas Internas de Energía Eléctrica 1997-2007 (GWh)

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017. SENER

[12] Autoabastecimiento remoto: modalidad bajo la cual un permisionario puede autoabastecerse a partir de una planta de generación alejada de la demanda y que hace uso de la red de transmisión del servicio público

La evolución conjunta de la demanda autoabastecida y el sector de la gran industria abastecida por la CFE apunta a un desplazamiento de parte de las ventas de la CFE en este segmento al autoabastecimiento. Asumiendo que el gran porcentaje de consumo autoabastecido está concentrado en el sector industrial, el consumo abastecido contaría en la actualidad con una cuota de alrededor del 15% de todo el consumo industrial.

2.2.2 Estructura Tarifaria y Política de Subsidios

Los subsidios al sector eléctrico en México están dentro de los más elevados del mundo (alrededor de 9,000 millones de US$ en el año 2005), absorbiendo así una parte considerable de los recursos públicos. Solamente en el año 2006, los subsidios fueron equivalentes al 1% del GDP y representaron más de un tercio de los ingresos del sector eléctrico[13]. Unos dos tercios de los subsidios van destinados al sector residencial, que se incrementaron un 46% en términos reales entre el 2002 y el 2006 debido al congelamiento de las tarifas residenciales (Ver Figura 19) y el crecimiento exponencial de los precios del petróleo y el gas natural en el mismo periodo. Como resultado de dicha política tarifaria, se espera que en 2008 el monto de los subsidios pase a ser de unos 10,000 millones de US$[14].

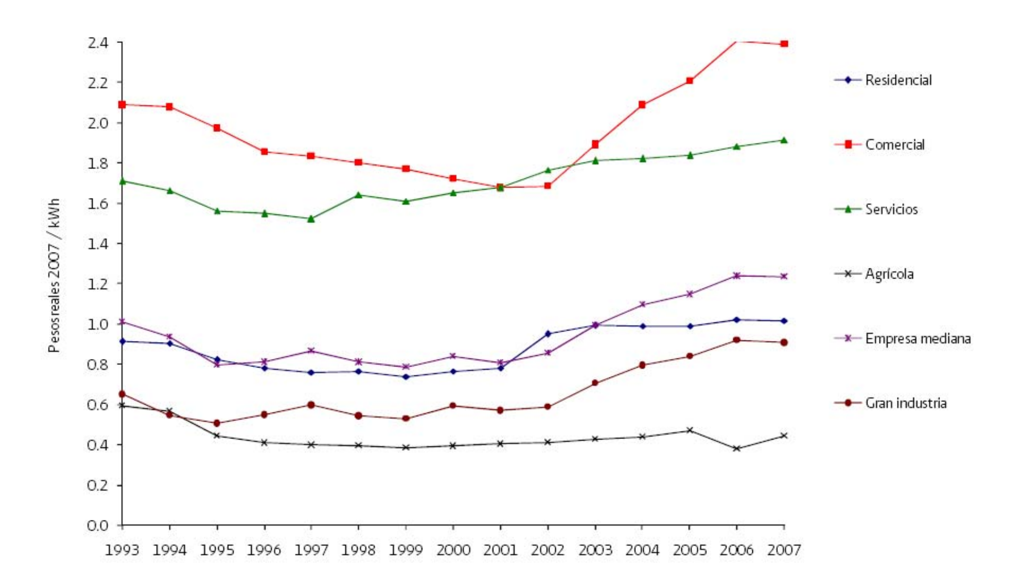


Figura 19. Precios Medios de la Energía Eléctrica por tipo de Usuario, 1993-2007

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016. SENER

Los subsidios a las tarifas de CFE son financiados mediante varios mecanismos: a) subsidio cruzado de los segmentos industria y comercio a los segmentos residencial y agrícola, b) transferencia contable utilizando los recursos provenientes del aprovechamiento de la CFE, y c) en el caso de LFC transferencia directa a la compañía.

[13] Residential Electricity Subsidies in Mexico: Exploring options for reform and for enhancing the impact on the poor. April 2008, The World Bank
[14] SENER

La sostenibilidad del sistema de subsidios en México se ha visto seriamente afectada en la última década debido a dos hechos relevantes: a) el congelamiento de las tarifas residenciales junto con un incremento sostenido de la demanda residencial a una tasa anual del 4.5% durante la última década y b) el desplazamiento de parte del consumo industrial abastecido por la CFE a la modalidad de autoabastecimiento. Por definición, el esquema de subsidio cruzado de consumidores industriales y comerciales a los residenciales es sostenible siempre y cuando la CFE y LFC mantengan un monopolio del 100% del mercado. Sin embargo, tal y como ya se ha argumentado, los precios elevados en los segmentos industrial y comercial han dado un incentivo muy grande a estos consumidores a pasarse al esquema de autoabastecimiento. Como resultado, se ha creado un déficit de financiación del esquema de subsidios a la CFE. En la actualidad, dicho déficit está limitado, ya que sólo han sido un 15% de los clientes industriales los que han decidido no ser suministrados por la CFE. Sin embargo, si no cambia la política tarifaria y se mantiene abierta la posibilidad del autoabastecimiento, este trasvase en el consumo de las industrias continuará creciendo, empeorando así aún más la situación causada por el esquema de subsidios.

2.2.3 Evolución de la oferta de energía eléctrica

La estructura del sistema eléctrico nacional en México está compuesta por dos sectores: a) el *público*, integrado por CFE y LFC y b) el *privado* que agrupa las modalidades de producción independiente, cogeneración, autoabastecimiento, usos propios y exportación.

En el año 2007, la capacidad instalada ascendió a 59,008 MW, de los cuales un 67.1% corresponden al sector público (CFE y LFC) y 32.9% al sector privado, dentro del cual destaca la modalidad de productor independiente, representando un 19.4% de la potencia total instalada y un 56% de la capacidad instalada por el sector privado.

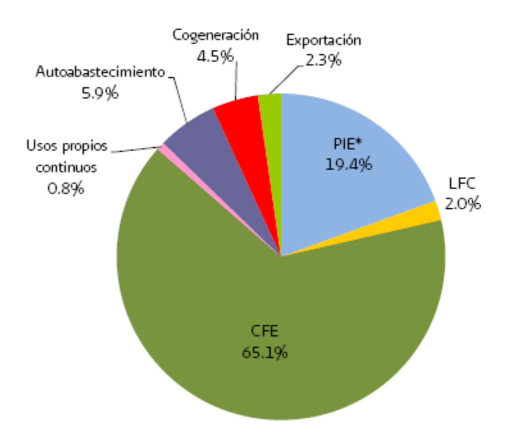


Figura 20. Capacidad Efectiva Instalada Nacional, 2007

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016. SENER

La participación del sector privado en la evolución de la capacidad instalada en la última década ha sido crucial, aportando más del 85% de la nueva capacidad (ver Figura 21). Dentro del sector privado, la modalidad de productor independiente ha sido la más dinámica, contribuyendo al 63% de la nueva capacidad, que en su mayoría ha sido a base de gas natural.

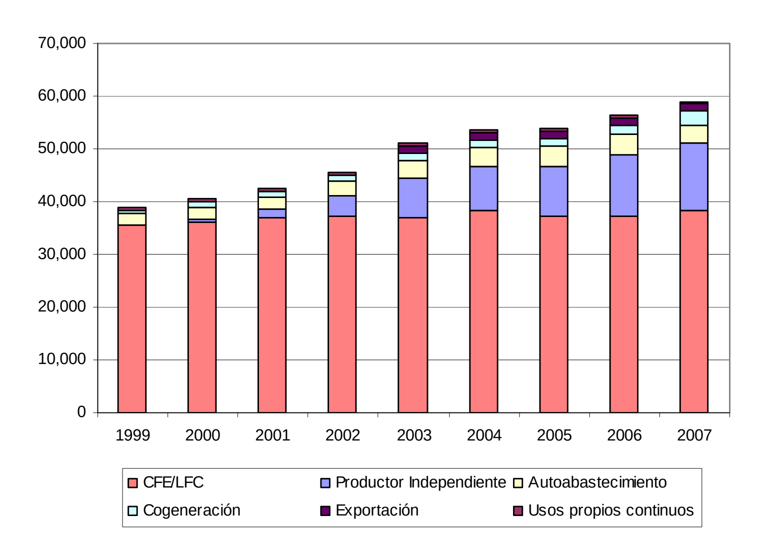


Figura 21. Evolución de la Capacidad Efectiva Instalada por Permisionario (MW)

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016. SENER

Otra manera interesante de analizar la oferta de energía eléctrica es a través de la evolución de la demanda autoabastecida y su composición. Tal y como ya se mostró en la Figura 16, el porcentaje de la demanda autoabastecida ha ido creciendo durante la última década, situándose en la actualidad en el 11.4% del consumo total. Las Figuras 22 y 23 muestran la evolución de dicho porcentaje en función de la localización de la generación autoabastecida (local o remota) y del tipo de permiso (usos propios continuos, autoabastecimiento o cogeneración), respectivamente. Como se observa en la Figura 22, el dinamismo en el crecimiento está directamente relacionado con un incremento de la modalidad de autoabastecimiento remoto, mostrando un crecimiento notable desde el año 2002.

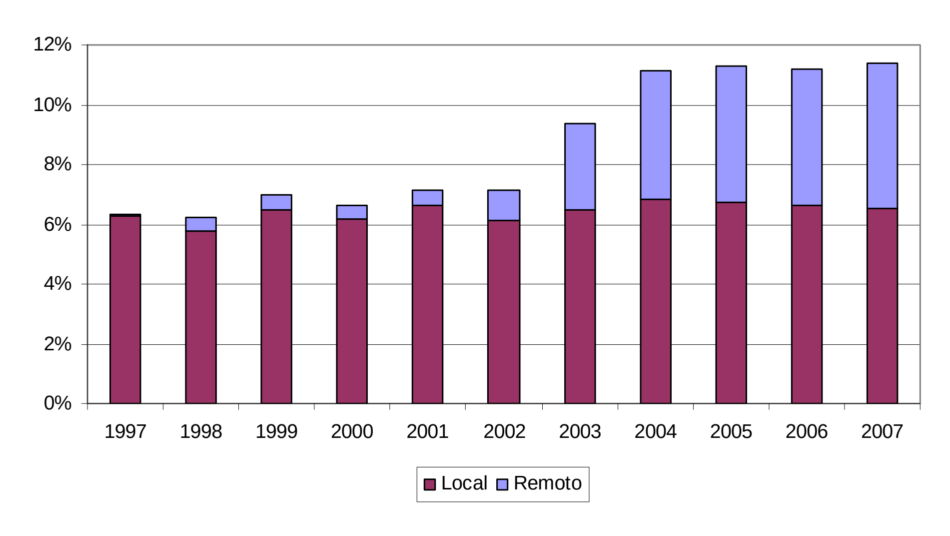


Figura 22. Porcentaje de la Demanda Autoabastecida por Localización 1997-2007

Fuente: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2008-2017. CFE

En términos del tipo de permiso, como se observa en la Figura 22, gran parte de ese incremento del porcentaje se debe al autoabastecimiento, aunque es de destacar que en el año 2007 la cogeneración ha crecido sustancialmente, debido a que uno de los permisos de autoabastecimiento de PEMEX se ha convertido a cogeneración.

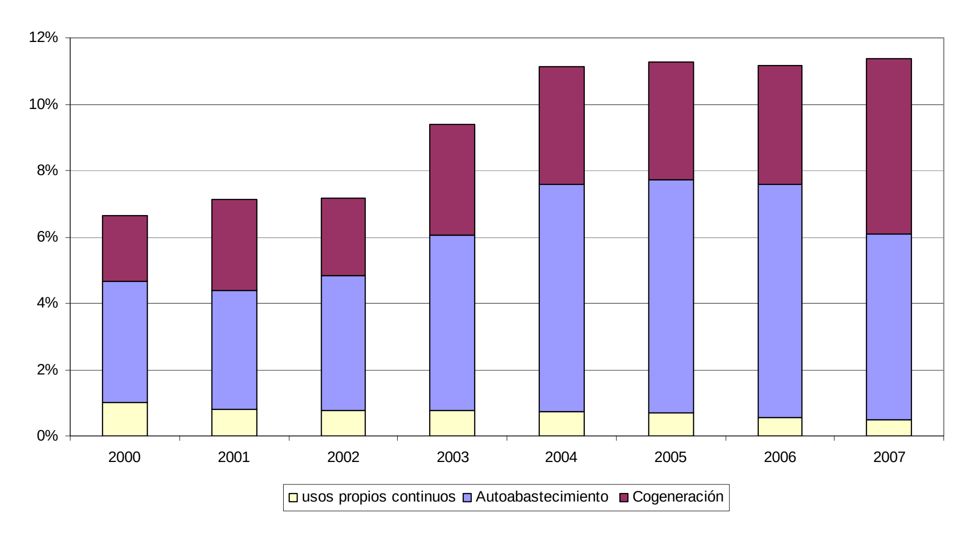


Figura 23. Porcentaje de Demanda Autoabastecida por Tipo de Permiso 2000-2007

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016. SENER

La Figura 23 muestra la evolución de la potencia autorizada por la CRE bajo la modalidad de autoabastecimiento por tipo de combustible. Se puede observar el crecimiento de la potencia a partir del año 2002, siendo bastante relevante la participación del gas natural y el diesel. De hecho, en el año 2008 la potencia instalada de autoabastecimiento es mayoritariamente de origen no renovable.

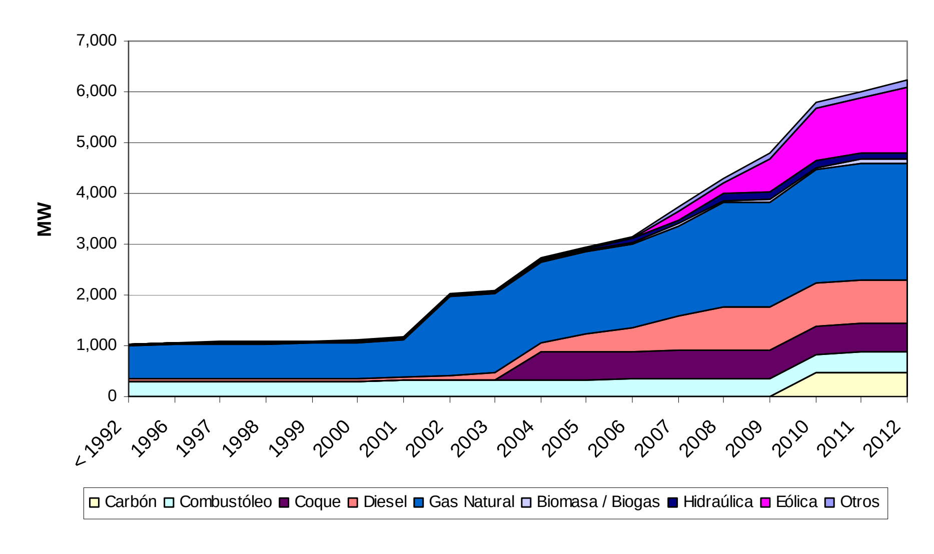


Figura 24. Potencia Autorizada para la Modalidad de Autoabastecimiento por Tipo de Combustible 1999-2012

Fuente: CRE

En la gráfica también se puede observar que, a través del desarrollo de los parques eólicos en el Istmo de Tehuantepec, la participación de la energía eólica en la modalidad de autoabastecimiento se incrementará sustancialmente para el año 2012.

Dado que la demanda máxima bruta coincidente ha crecido a un ritmo anual de 4% en la última década, mientras que la capacidad efectiva ha ido creciendo al 5%, el margen de reserva ha crecido sustancialmente, pasando del 21% en 2000 al 43.3% en 2007.

Como se ha mencionado anteriormente y como muestra la Figura 25, uno de los aspectos más relevantes del desarrollo del sector eléctrico en México en la última década ha sido el cambio sustancial en la composición de la matriz de generación eléctrica por tipo de combustible, pasando de una generación dominada por el combustóleo a finales de los noventa a la predominancia del gas natural en la actualidad. En 1997, el gas natural representaba el 12.5% de la matriz, aumentando hasta un 46.7% en el 2007. En este proceso habría que destacar los siguientes elementos: a) la mayor parte de la nueva capacidad instalada se ha realizado a través de la modalidad de producción independiente, siendo en su casi totalidad plantas de ciclo combinado a gas natural, b) la gran mayoría de retiros de capacidad han sido de plantas de combustóleo y c) la CFE/LFC ha realizado conversiones de plantas de combustóleo a gas natural.

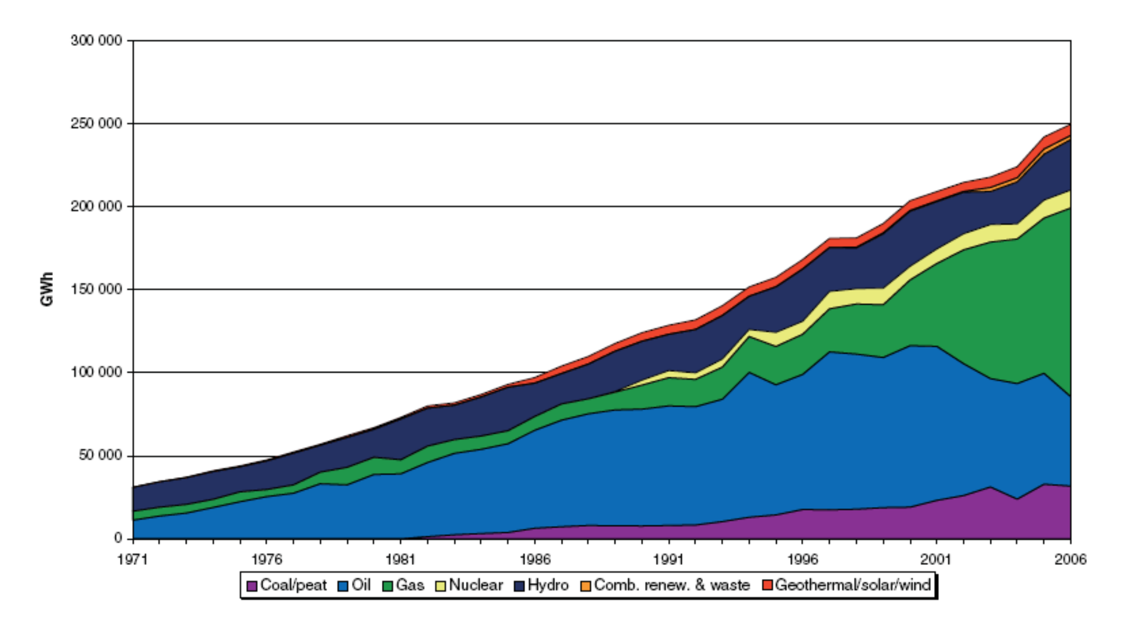


Figura 25. Generación por Tipo de Combustible en México. 1971-2006

Fuente: IEA Website

En cuanto a la participación de las energías renovables, ésta es todavía bastante marginal sin tomar en cuenta la energía hidroeléctrica. En 2007, el 73% de la capacidad instalada era a base a combustibles fósiles (gas natural, carbón y combustóleo), 22% hidráulica, y 2.7% nuclear. Las renovables no hidráulicas representaban un 2.3%, de los cuales el 2.2% pertenece a la energía geotérmica con sólo un 0.1% de energía eólica.

2.2.4 Interconexiones y Comercio Exterior de Energía Eléctrica

El sistema eléctrico mexicano se encuentra interconectado con el de EE.UU. en nueve puntos y con el de Belice en un punto (Ver Figura 26). Estas conexiones son del servicio público y no incluyen las de los actores privados con permisos de exportación. La capacidad total de exportación, existente y en construcción, es de 3,567 MW, de los cuales 2,231 MW (62%) es privada y 1,336 MW (38%) es pública. Salvo las conexiones en Baja California y Belice, las conexiones operan en situaciones de emergencia y no en intercambios en base firme.

Baja California concentra la mayoría de la capacidad de exportación de energía eléctrica con 2,417 MW (68%), así como de las transacciones comerciales (83.5% del total exportado). En la actualidad, el sistema de Baja California no está interconectado al resto del país, lo que impide exportar más energía eléctrica a los EE.UU. con recursos externos al área de Baja California. Sin embargo, el plan de transmisión 2009-2017 contempla la interconexión futura de ambos sistemas con una capacidad de hasta 300 MW para el año 2013. Esto permitiría, entre otras cosas, incrementar la capacidad de exportación de energía eléctrica a California.



Figura 26. Enlaces e Interconexiones Internacionales, 2007

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016. SENER

2.2.5 Proyecciones de Demanda y Expansiones de Capacidad

La SENER recopila las proyecciones de demanda y expansiones de capacidad de los diferentes actores del mercado eléctrico y produce sus propias proyecciones para los próximos 10 años, aunque las estimaciones de la CFE tienen un gran peso en la definición del escenario de planeación. En su última proyección (*Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-*

2016) estima una ligera desaceleración del crecimiento de la demanda, pasando del 3.9% en promedio anual entre 1997-2007 al 3.3% entre 2008-2017. La Tabla 3 muestra el escenario de planeación de la SENER por sector de consumo.

	Prospectiva 2008-2017	
	1997-2007 %	2007-2017 %
Consumo nacional	**3.9**	**3.3**
Consumo autoabastecido	10.2	2.7
Ventas para servicio público	3.3	3.4
Desarrollo normal	4.0	3.4
Residencial	4.5	3.7
Comercial	3.1	3.2
Servicios	2.9	1.8
Agrícola	0.2	1.6
Industrial	3.2	3.5
Empresa mediana	4.7	3.7
Gran industria	0.9	3.1

Tabla 3. Crecimiento Promedio Anual del Consumo de Electricidad. Escenario de Planeación

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016. SENER

El aspecto más relevante en las proyecciones de la CFE/SENER es la desaceleración del crecimiento del consumo autoabastecido del 10.2% al 2.7% de tasa media anual, junto con la aceleración del crecimiento del consumo de la gran industria del 0.9% al 3.1% de tasa media anual. Como resultado, lo que la CFE está esperando es que el consumo autoabastecido reduzca ligeramente su cuota de participación en el aprovisionamiento de la demanda total (11.3% en 2007, 10.7% en 2017), a través de un mayor crecimiento del consumo de la gran industria abastecido por la CFE (0.9% (1997-2007), 3.1% (2007-2017))[15].

Como se ha argumentado anteriormente, una de las posibles razones del mayor dinamismo del autoabastecimiento, especialmente en su modalidad de autoabastecimiento remoto, está asociada a los elevados niveles de precios de los sectores industrial y comercial. Por lo tanto, mientras no se cambie la política de precios y exista la posibilidad del autoabastecimiento remoto, la hipótesis de la CFE/LFC de mantenimiento de su cuota del consumo nacional en el 90% y el mercado industrial por encima del 85%, resulta excesivamente optimista. Como se desarrollará en la siguiente sección, estas proyecciones y la posible estrategia subyacente de la CFE, entran en conflicto con la aceleración del desarrollo de la energía eólica en México, ya que una de las vías principales de crecimiento de esta tecnología en la próxima década será el autoabastecimiento remoto.

La Figura 27 muestra la demanda y oferta de nueva capacidad de generación eléctrica (20 GW) entre 2008 y 2017. El 75% de la demanda viene del crecimiento en el consumo y 25% proviene de retiros de capacidad. Estas necesidades se cubrirán principalmente con nueva capacidad del servicio público (CFE, LFC y PIE), que supone un 70% de las necesidades. El

[15] CFE (2008). Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico. 2008-2017. Dirección General. Subdirección de Programación. Gerencia de Programación de Sistemas Eléctricos. Secretaría de Energía (2008). Prospectiva del Sector Eléctrico 2008 – 2017. México, DF, Dirección de Planeación Energética. Secretaría de Energía.

incremento de la capacidad de autoabastecimiento aportará 2,490 MW (12%), las rehabilitaciones 479 MW (2%) y la reducción del margen de reserva 3,317 MW (16%).

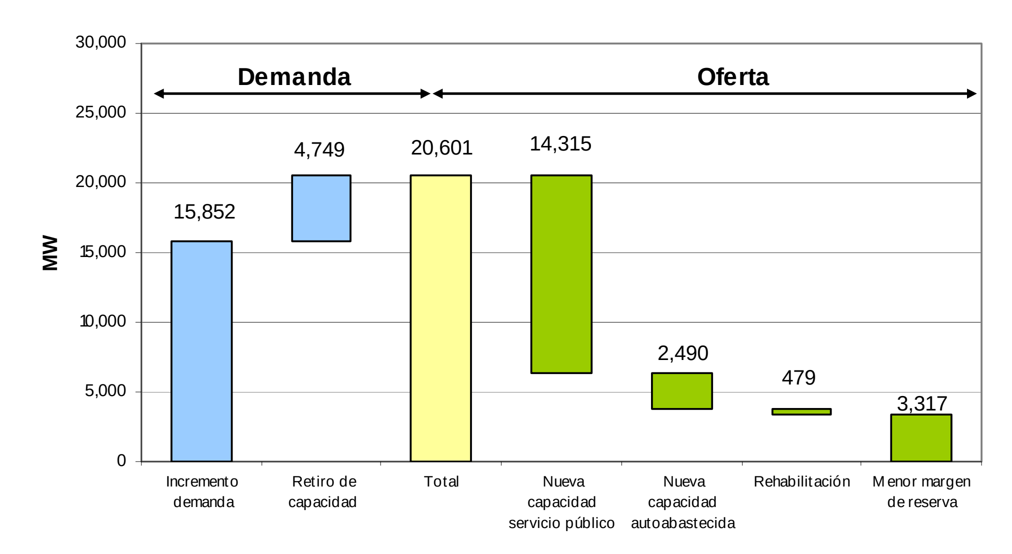


Figura 27. Demanda y Oferta de Nueva Capacidad, 2008-2017

Fuente: Elaboración propia basada en la Prospectiva del Sector Eléctrico 2007-2016. SENER

En términos de la energía utilizada, las nuevas adiciones de capacidad del servicio público son principalmente a gas natural (65%), carbón (9%) e hidráulica (9%), dejando un 9% de la capacidad proyectada no asignada a una tecnología. En esta distribución, la energía eólica tiene un papel minoritario, ya que la CFE sólo contempla la instalación de 507 MW (4% de la nueva capacidad del servicio público). Por el contrario, la energía eólica es mayoritaria en la modalidad de autoabastecimiento remoto, con prácticamente 2,000 MW (80%) previstos para su instalación en el área del istmo de Tehuantepec (Ver Figura 28).

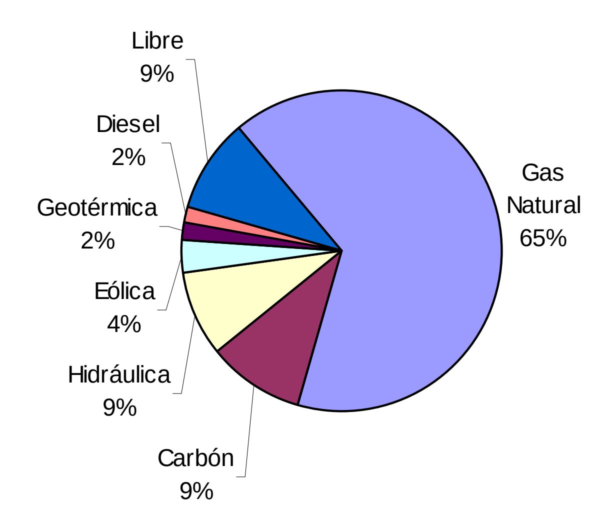


Figura 28. Distribución de la Nueva Capacidad de Servicio Público por Fuente de Energía

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017. SENER

2.3 Potencial y Desarrollo de la Energía Eólica

2.3.1 Potencial de la Energía Eólica en México

México cuenta con uno de los mejores potenciales de energía eólica en el mundo, tanto en cantidad como en calidad, entre 9,000 y 12,000 MW de clase I y II. Como se muestra en la Figura 29, este potencial se concentra principalmente en el estado de Oaxaca con un potencial de 5,000-7,000MW en el corredor eólico del Istmo de Tehuantepec, que tiene una de las mejores condiciones eólicas a nivel mundial, con un factor de planta superior al 45%.

Dado el carácter intermitente de la energía eólica, el operador del sistema debe tener en cuenta una capacidad adicional de respuesta rápida para compensar la ausencia de capacidad disponible de la energía eólica. En Texas, por ejemplo, se están incorporando al sistema eléctrico turbinas de gas de rápida respuesta a un elevado costo. En el caso de México, sin embargo, dados sus elevados recursos hídricos para la generación eléctrica, cuenta con un complemento perfecto a la energía eólica, ya que las características de la energía hidráulica ofrecen un buen control de compensación de las intermitencias de la energía eólica a un coste razonable.

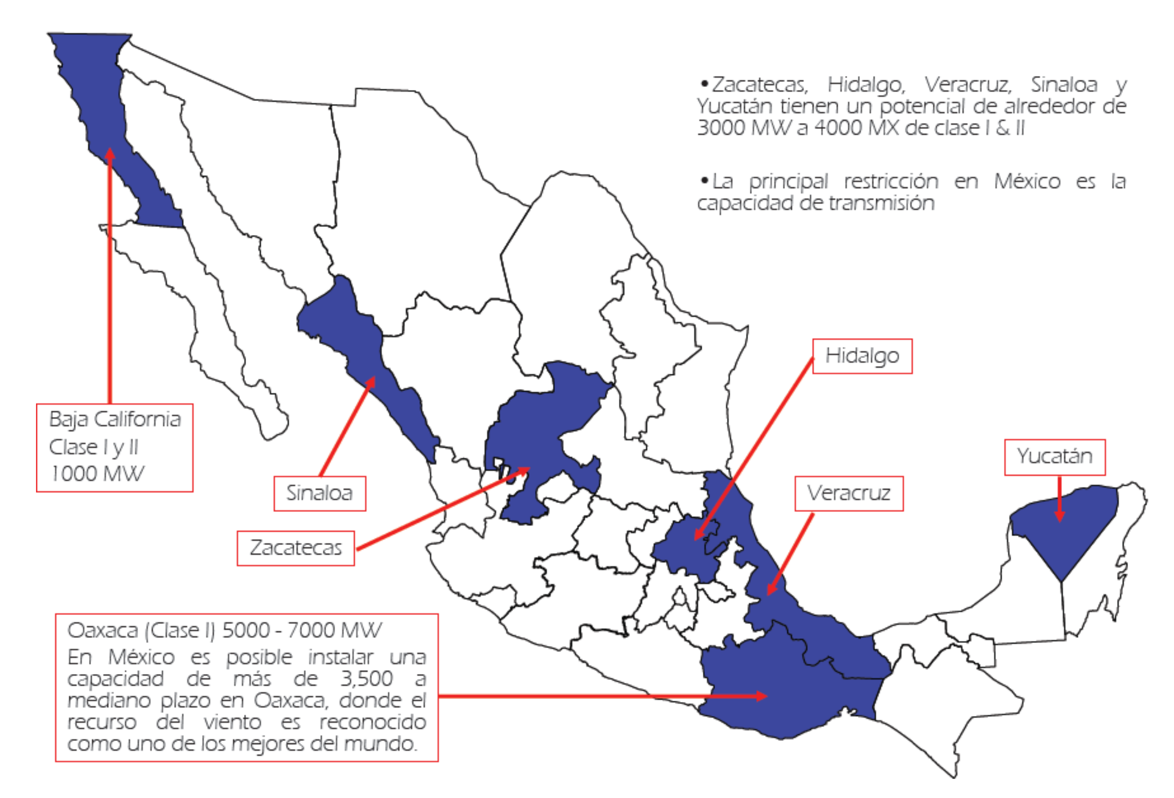


Figura 29. Distribución Geográfica del Potencial de Energía Eólica en México

Fuente: AMDEE

2.3.2 Estado Actual y Perspectivas de Desarrollo de la Energía Eólica en México

A pesar del elevado potencial de energía eólica, México cuenta una pequeña capacidad de generación instalada (418 MW a Enero del 2009). La CFE comenzó explorando las posibilidades de desarrollo a finales de los 90's a través de dos proyectos pilotos, uno en La Venta, Oaxaca, de 1.6 MW y otro en Guerrero Negro, Baja California Sur, de 0.6 MW. Sin embargo, no fue sino hasta 2007 cuando se puso en marcha un parque eólico de una capacidad relevante, La Venta II, Oaxaca, con 85.5 MW de potencia instalada. A estos proyectos se han añadido dos recientes parques eólicos en Oaxaca en la modalidad de autoabastecimiento remoto que fueron puestos en operación en enero de 2009 (Eurus 250 MW y Parques Ecológicos de México 80 MW). Las áreas que muestran las mejores perspectivas de desarrollo futuro son Baja California y Oaxaca. La primera enfocada en el mercado de exportación y la segunda en el mercado nacional.

2.3.2.1 Perspectivas de Desarrollo en Oaxaca

Oaxaca cuenta prácticamente con la totalidad de la potencia eólica instalada en México, con 418 MW en operación, así como el mayor potencial de desarrollo (Ver Figura 30).

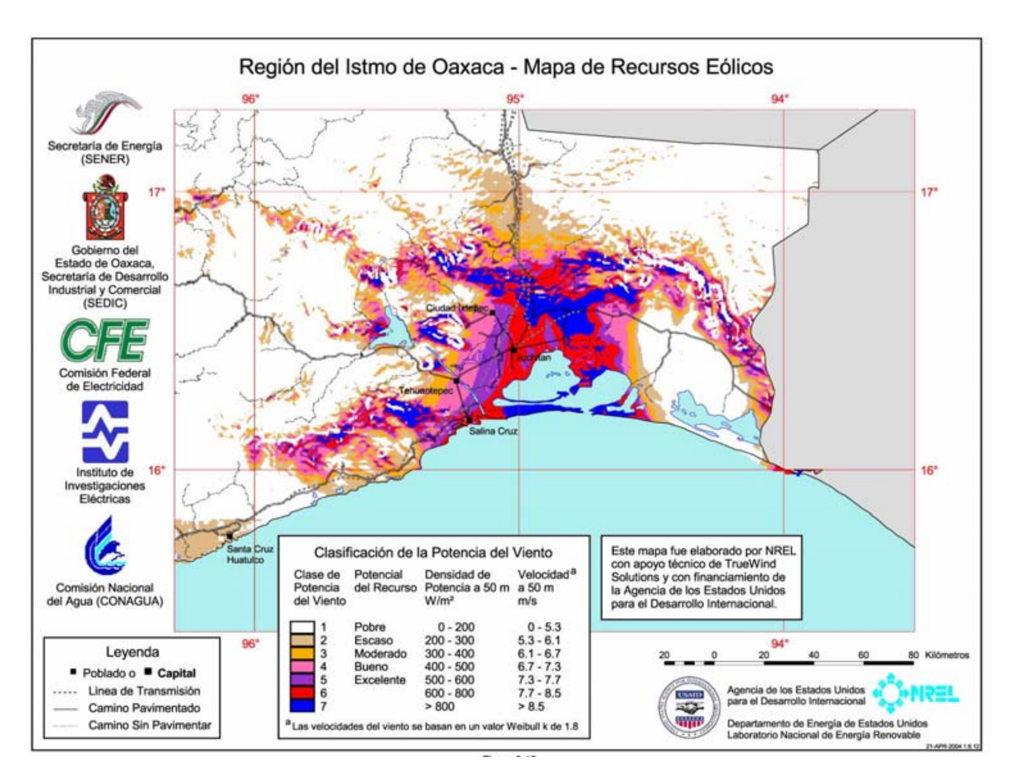


Figura 30. Mapa de Recursos Eólicos en el Corredor Eólico del Istmo de Tehuantepec

Fuente: NREL

Una de las mayores limitaciones al desarrollo de la energía eólica en Oaxaca, en el llamado corredor eólico de Tehuantepec, donde se concentran las áreas con mejor potencial eólico, ha sido la capacidad limitada de la red de transmisión eléctrica. A tal efecto, la SENER solicitó a la CRE en el año 2006 iniciar un proceso de Temporada Abierta (TA) para establecer las necesidades de infraestructura de transmisión y establecer compromisos en firme que las empresas privadas interesadas y la CFE deban de asumir para la incorporación de la nueva capacidad a la red del servicio público de energía eléctrica. Finalmente se acordó que la nueva infraestructura de transmisión se realizaría como un proyecto de Obra Pública Financiada (OPF), bajo el esquema de PIDIREGAS (ver Anexo I) donde las empresas interesadas deberían entregar cartas de crédito, así como su parte alícuota de la inversión. Para ello, dichas empresas tenían que celebrar con la CFE un convenio mediante el cual se comprometen a abonar un monto de hasta USD 108 miles de dólares, multiplicado por la capacidad de generación por instalar[16].

Proyectos Eólicos Usando la Infraestructura de Transmisión Existente

En el corto plazo, hay una serie de proyectos eólicos que entrarán en operación usando la infraestructura existente, conectándose a la subestación Juchitán II, como muestra la Figura 31:

- *La Venta III:* En el 2008, la CFE comenzó el proceso de licitación de La Venta III, con 101.4 MW, bajo el esquema de productor independiente de energía, para entrar en operación en 2009.

[16] CFE (2008). Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico. 2008-2017

- *Nueva Temporada Abierta*: Debido a los avances en los proyectos de algunas empresas registradas en TA, la SENER promovió utilizar la red existente en dos proyectos de autoabastecimiento (Eurus y Parques Ecológicos de México). La condición establecida fue que se construyeran las obras de refuerzo necesarias. Estos proyectos, llamados de Nueva Temporada Abierta (NTA) se conectarían a la SE Juchitán II en 230kV.

- *Proyectos Inmediatos:* Dentro de las empresas interesadas, aquellas que ya contaran con el permiso de generación y el contrato de interconexión, podrían utilizar las líneas existentes de la CFE hasta por la capacidad establecida en dicho contrato. A los proyectos eólicos con esta condición se les denominaron Proyectos Inmediatos (PI) y se conectarían a la SE Juchitán II en 115kV.

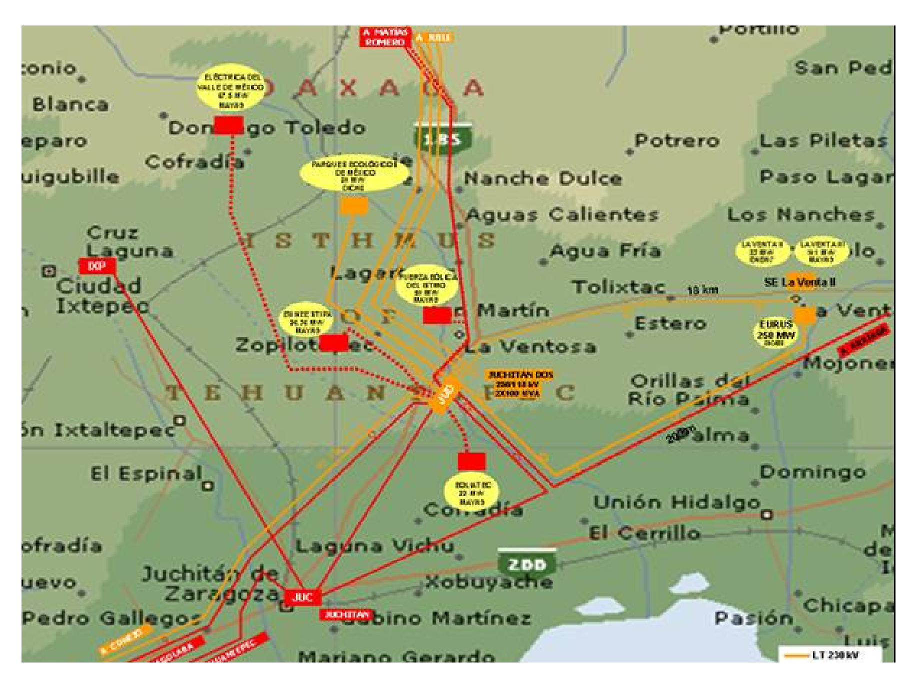


Figura 31. Proyectos Eólicos de Desarrollo en el Corto plazo (La Venta III, NTA y PI)

Proyectos Eólicos usando la Infraestructura de Transmisión Contemplada en el Proceso de Temporada Abierta

Como resultado del proceso de TA hubo siete empresas que reservaron 1,491 MW de capacidad de la nueva línea de transmisión. Adicionalmente, en el programa de generación de la CFE se incluyen 406 MW de capacidad de generación eólica en el Istmo de Tehuantepec, correspondiente a los proyectos Oaxaca I, II, III y IV. Éstos utilizarán la red de TA, por lo que la CFE participará en el financiamiento del proyecto de TA. Para dar salida a estos 1,897 MW, se construirá una línea de transmisión de 400kW y una nueva subestación donde se conectarán todos los proyectos participantes.

A modo de resumen, la Tabla 4 muestra el desarrollo de los proyectos eólicos en el estado de Oaxaca, donde se prevé un total de 2,581 MW para el año 2012, desagregados en 594 MW de la CFE y 1,987 MW bajo la modalidad de autoabastecimiento.

Proyecto	Modalidad	Capacidad bruta instalada (MW)							
		1997	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Total Anual		**2**	**86**	**330**	**369**	**1,077**	**616**	**101**	**2,581**
CFE		2	86	0	203	101	101	101	**594**
Autoabastecimiento		0	0	330	166	976	515	0	**1,987**
CFE - En operación									
La Venta	RP	2							
La Venta II	OPF		86						
Subtotal		**2**	**86**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**87**
CFE - En licitación									
La Venta III	PIE				101				
Subtotal		**0**	**0**	**0**	**101**	**0**	**0**	**0**	**101**
Nueva Temporada Abierta									
Eurus	AA			250					
Parques ecológicos de México	AA			80					
Subtotal		**0**	**0**	**330**	**0**	**0**	**0**	**0**	**330**
Proyectos Inmediatos									
BII Nee Stipa Energía Eólica	AA				26				
Eoliatec del Istmo (1ra Etapa)	AA				22				
Eléctrica del Valle de México	AA				68				
Fuerza Eólica del Istmo (1ra Etapa)	AA				50				
Subtotal		**0**	**0**	**0**	**166**	**0**	**0**	**0**	**166**
Temporada Abierta									
Oaxaca I, II, III, IV (CFE)	PIE				101	101	101	101	406
Eoliatec del Istmo (2a Etapa)	AA					142			
Eoliatec del Pacífico	AA					160			
Fuerza Eólica del Istmo (2a Etapa)	AA					50			
Preneal México	AA					396			
Unión Fenosa Generación México	AA					228			
Gamesa Energía	AA						288		
Desarrollos Eólicos Mexicanos	AA						227		
Subtotal		**0**	**0**	**0**	**101**	**1,077**	**616**	**101**	**1,897**

RP: Recursos Propios, OPF: Obra Pública Financiada, PIE: Productor Independiente de Energía, AA: Autoabastecimiento

Tabla 4. Proyectos Eólicos en el estado de Oaxaca

2.3.2.2 Perspectivas de Desarrollo en Baja California

La región de La Rumorosa en el estado de Baja California (ver Figura 32) cuenta con el segundo mayor potencial de energía eólica en México después de Oaxaca. Dada su cercanía con los EE.UU., el mercado natural de estos recursos es la exportación a California.

En la actualidad no existe ningún proyecto en operación, sin embargo hay cuatro empresas interesadas en el desarrollo de proyectos en esta área:

- Sempra Energy: 1,400 MW
- Unión Fenosa: 1,000 MW
- Asociados Panamericanos: 1,000 MW
- Fuerza Eólica: 300 MW

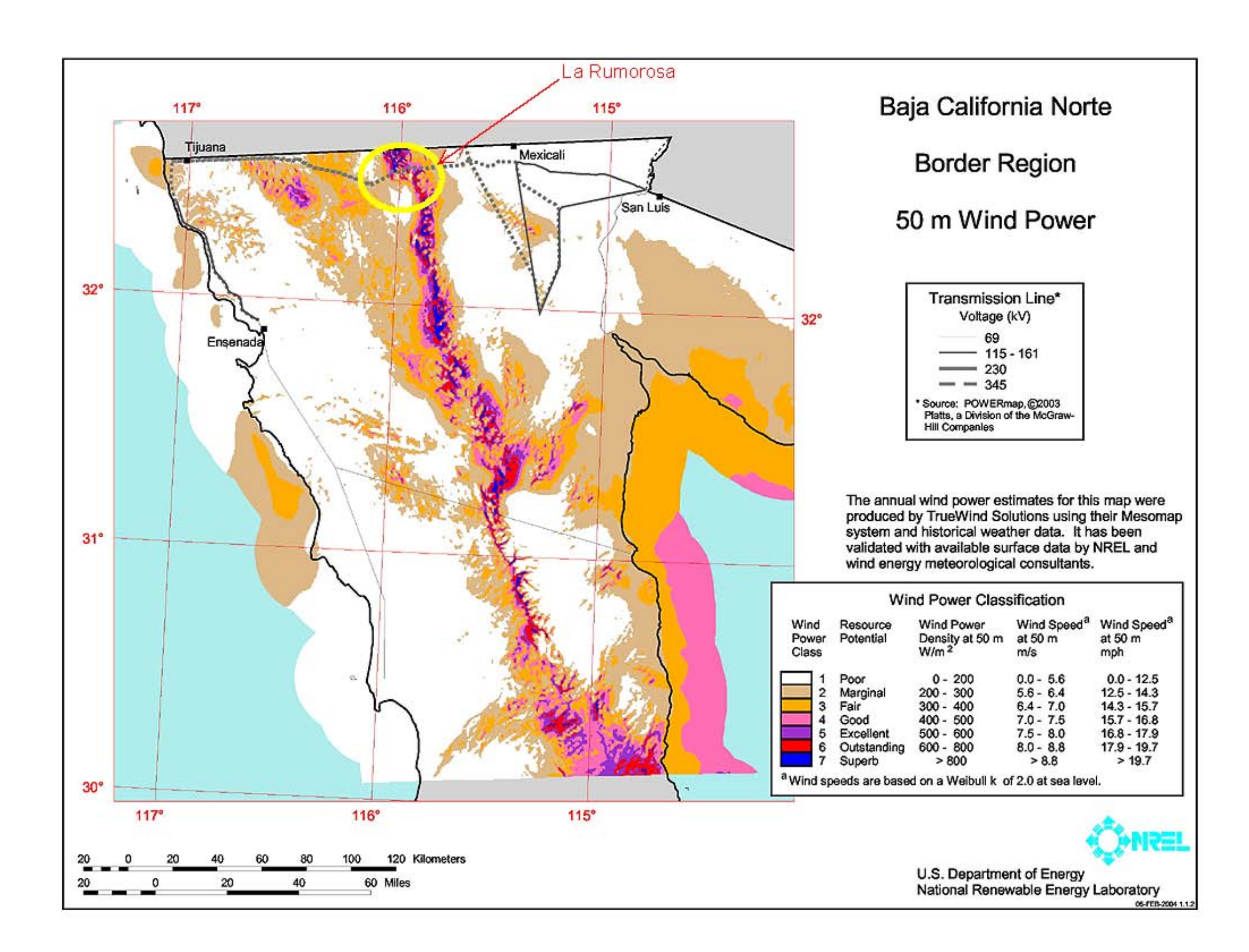


Figura 32. Mapa de Recursos Eólicos de Baja California (La Rumorosa)

2.4 Barreras al Desarrollo de la Energía Eólica

En la actualidad, las tres principales alternativas de participación privada en el desarrollo de la energía eólica en México son: la Producción Independiente de Energía (PIE), el Autoabastecimiento remoto y la Exportación. El mercado de exportación tiene particularidades que serán analizadas en detalle en otro informe; en esta sección cubriremos las barreras a la participación en las otras dos modalidades.

2.4.1 Producción Independiente de Energía (PIE)

Como se describió en la sección 2.1, la planificación de la expansión de la capacidad para el servicio público es responsabilidad de la CFE, siguiendo las directrices de la SENER. Así, de manera consistente con la LSPEE, es la CFE la que decide las adiciones de capacidad, su tecnología y su esquema de financiamiento. Como resultado, las empresas interesadas en participar bajo esta modalidad están a las expensas de las nuevas licitaciones que concurse la CFE.

La mayor limitación a la energía eólica bajo el esquema PIE es la metodología de planeación energética utilizada por la CFE, ya que está basada en la evaluación de proyectos usando

solamente el costo económico de corto plazo de la generación de energía. La falta de valoración de otros beneficios que las energías renovables pueden aportar, tales como una mayor estabilidad de precios de generación y mejor seguridad en el abastecimiento de energía, aunado con el objetivo de la CFE de expandir la generación a gas natural, ha llevado al mínimo desarrollo de las energías renovables no hidráulicas. En el caso de la energía eólica, de un potencial de clase I y II de alrededor de 10,000 MW, la CFE sólo planea desarrollar unos 500 MW (5%) para el 2017.

2.4.2 Autoabastecimiento Remoto

En el caso de la modalidad de autoabastecimiento remoto, la planificación del proyecto cae fuera del dominio de la CFE. Sin embargo, dado que depende de las redes de transmisión de la CFE, un factor limitante es el procedimiento para dar acceso a la red a los permisionarios, que está controlado por la CFE. El proceso de temporada abierta en Oaxaca, ha buscado ser un punto de encuentro entre desarrolladores y la CFE para la planificación y financiación conjunta de la nueva línea de transmisión.

Otra potencial barrera al desarrollo de esta modalidad es el cargo por servicio de transmisión. Pese a que la CRE publica la metodología de cálculo, ésta involucra el modelado de flujos de carga que no puede ser desarrollado por la CRE sino por la CFE. De esta manera, el establecimiento de los cargos de transmisión no se hace de una manera independiente ni transparente, dejando abierta la posibilidad de establecer una posición de poder en el mercado a favor de la CFE.

El hecho de que la CFE controle el acceso a terceros y el establecimiento de los cargos de transmisión, puede representar una barrera relevante al desarrollo de la energía eólica. Como se ha argumentado anteriormente, gran parte del desarrollo del autoabastecimiento remoto se ha realizado buscando un aprovisionamiento de energía eléctrica más barato para el sector industrial, mermando así la cuota de mercado de la CFE y poniendo en peligro el esquema de subsidios cruzados de la CFE. Si no se modifican sensiblemente los niveles tarifarios del sector residencial, para evitar la necesidad tan elevada de subsidios, la CFE tiene un incentivo muy grande a ejercer una posición de poder en el mercado e impedir el desarrollo del autoabastecimiento remoto.

3 CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIONES

A pesar de contar con uno de los mejores potenciales de energía eólica del mundo, con más de 10,000 MW de clase I y II, el desarrollo de este tipo de recurso energético en México ha sido muy limitado, contando en la actualidad con menos de 500 MW instalados. Además, las perspectivas a medio plazo no contemplan una aceleración relevante, ya que se espera tener instalado menos de 4,000 MW para el año 2017.

La razón principal que explica la evolución tan lenta de la energía eólica en México es la falta de incentivos públicos para fomentar el uso de energías renovables, así como la falta de un esquema regulatorio claro que permita una mayor participación del sector privado en el desarrollo de parques eólicos.

La experiencia de California y Texas muestra la relevancia que pueden tener ciertos mecanismos regulatorios en el desarrollo de la industria eólica. En particular, se ha probado el éxito de los subsidios temporales a la generación renovable, así como el establecimiento de unas metas mínimas de generación con fuentes renovables.

México se encuentra en un momento inmejorable para aplicar las lecciones aprendidas en el desarrollo de la energía eólica en otros países, ya que ha aprobado recientemente una ley para impulsar el desarrollo de energías renovables y está en el proceso de definir los detalles de los diferentes mecanismos contemplados en la ley.

En esta sección se sugieren una serie de recomendaciones que pueden ayudar a superar las barreras al desarrollo de la energía eólica en México:

a) Establecer metas obligatorias de generación renovable a la CFE y LFC

La experiencia estadounidense de establecer unas metas mínimas de generación renovable, junto con unos adecuados mecanismos de flexibilidad para el cumplimiento y penalización al incumplimiento, ha probado ser efectiva en la promoción y desarrollo de energías renovables.

En el caso de México, este instrumento sería aún más relevante, ya que la CFE controla en la actualidad la planificación de todo el sector público, incluyendo la producción independiente. De esta manera, todo incentivo a la producción independiente, como el fondo verde del proyecto La Venta III, está condicionado a que la CFE decida o no acelerar el desarrollo de nueva capacidad de energía renovable.

En la actualidad, la Comisión Reguladora de la Energía no tiene competencia sobre la CFE en materia de planificación de la expansión del sistema eléctrico. En el ciclo de planeación, la CFE tenía que tener en cuenta, pero a título consultivo, los lineamientos generales de la SENER. Sin embargo, en la nueva LAERFTE, se contempla la elaboración de un programa especial para el aprovechamiento de energías renovables, cuya definición es responsabilidad de la SENER. Este programa recoge la definición de metas de participación de las energías renovables en la generación de electricidad de observancia obligatoria para las Entidades y Dependencias de la Administración Pública Federal, incluyendo así a la CFE. En la definición del reglamento que desarrolla la LAERFTE se debe asegurar que este instrumento se diseñe adecuadamente, garantizando la independencia y transparencia en la

definición de las metas mínimas, así como unos mecanismos adecuados para el cumplimiento de la ley.

b) Asegurar mecanismos de financiamiento suficiente y sostenible para la generación por fuentes renovables

Otra de las lecciones aprendidas del caso estadounidense es que las metas de generación mínimas iban acompañadas de instrumentos de apoyo para financiar la transición energética a tecnologías más limpias. Entre ellas ha destacado el crédito federal a la generación renovable. En el caso mexicano, dado que la generación se encuentra principalmente dominada por la CFE, permitiéndose una limitada participación privada, estos instrumentos de apoyo deben tomar una forma diferente que tenga en cuenta las características del mercado eléctrico mexicano.

En un esquema de mercado eléctrico de comprador único, como es el de México, el establecimiento de unas metas mínimas de generación renovable afectaría en exclusividad a la CFE y LFC. De esta forma, parece razonable que los mecanismos de financiación de transición energética ayuden al cumplimiento de dichas metas. Al ser la CFE y LFC compañías públicas, el instrumento no puede ser un crédito fiscal como en el caso estadounidense, sino que debería tomar la forma de un subsidio a la generación o “fondo verde”. Esta idea se está implementando de manera piloto o experimental en el proyecto eólico La Venta III, en el que el productor independiente recibe durante los primeros cinco años US$ 11/MWh. Dado el esquema de comprador único, este subsidio principalmente favorece a la CFE, ya que tiene que pagar al productor independiente un menor precio por la energía generada.

El establecimiento de un “fondo verde” estable y que abarque a todas las energías renovables está contemplado en el fideicomiso que se deriva de la LAERFTE. Sin embargo, todavía falta desarrollar el reglamento que determine los detalles de implementación: Qué proyectos son elegibles para participar de dicho fondo, qué dotación anual tiene, qué parte de ese fondo se destina al subsidio a la generación, por cuántos años se recibiría el subsidio, quién gestiona dicho fondo y cómo se financia. Teniendo en cuenta las lecciones aprendidas del caso estadounidense se sugieren varias recomendaciones sobre los detalles del fondo verde:

- ***El subsidio a la generación debe ser suficiente y sostenible.*** Para tener un impacto real en el desarrollo de las energías renovables, el subsidio tiene que tener un nivel estable mínimo, entre US$ 10 y US$ 20 por MWh generado, y debe ser sostenible en el tiempo: Elegibilidad para el subsidio garantizada durante cinco años, durando la aplicación del subsidio entre 5-10 años.

- ***La CFE y los agentes privados deben recibir una ayuda a la generación renovable*.** Los proyectos de generación renovable bajo las modalidades de exportación, autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción, deberían ser elegibles para recibir un subsidio a la generación ya que, aunque no estén sujetos a la metas de generación renovable, aportan una serie de beneficios medioambientales al sistema de generación global. Además, en el caso de la exportación, esta ayuda permitiría mejorar la competitividad de las empresas mexicanas con respecto a las estadounidenses que reciben el PTC.

- ***La gestión del fideicomiso debe ser independiente y transparente.*** Para evitar un control de los agentes con mayor poder de mercado, el control y monitoreo de dicho fondo debe estar en manos de una institución independiente, que establezca mecanismos claros y transparentes de asignación de dichos fondos.

- ***La financiación del fondo debe ser estable y financieramente sostenible***. La financiación de dicho fondo podría venir del presupuesto federal, gestionada por la propia SENER y otros apoyos internacionales.

c) Fomentar el desarrollo de líneas de transmisión para canalizar la energía eólica producida

Por su naturaleza, la energía eólica se distribuye en zonas no necesariamente cercanas a la demanda. Esto provoca problemas para la planificación de la transmisión de la energía eléctrica, que pueden retrasar sensiblemente el desarrollo de la capacidad de generación eólica.

En el caso de México, el programa de Temporada Abierta ha probado ser un mecanismo exitoso a la hora de coordinar los intereses de los potenciales desarrolladores de parques eólicos y los de la empresa encargada de realizar la inversión en transmisión, la CFE.

Tomando el ejemplo de las iniciativas en Texas y California, se podría diseñar una iniciativa más general de planificación de transmisión asociada a las energías renovables. Estas dos iniciativas han partido de un primer análisis técnico-económico de los recursos renovables para poder definir como resultado una serie de áreas prioritarias. El desarrollo de estas mismas se tomaría en cuenta en el ciclo de planificación de la transmisión eléctrica. Esta iniciativa podría tomar la forma de un comité que contaría con la participación de todos los actores del mercado eléctrico mexicano. Asimismo, podría tenerse en cuenta el análisis del potencial de energía eólica que se está actualmente desarrollando en México como parte del Proyecto de Energía Renovable a Gran Escala financiado por el GEF.

d) Hacer más transparente la metodología de cálculo de los costos de transmisión

La prospectiva del sector eléctrico de la SENER considera que la mayor parte de la nueva capacidad de energía eólica planificada para la próxima década será bajo la modalidad de autoabastecimiento remoto (2,600 MW, 65%). Una de las mayores incertidumbres al desarrollo de esta capacidad de generación adicional es el cargo de transmisión de la red eléctrica de la CFE. Pese a que la metodología de cálculo haya sido elaborada y aprobada por la CRE, ésta involucra el modelado de flujos de carga que no puede ser desarrollado por la CRE sino por la CFE. De esta manera, el establecimiento de los cargos de transmisión no se hace de una manera independiente ni transparente, dejando abierta la posibilidad de establecer una posición de poder en el mercado a favor de la CFE.

Por lo tanto, debería dotarse a la CRE de la capacidad técnica suficiente para poder establecer de manera independiente y transparente los cargos de transmisión al sistema eléctrico nacional.

e) Resolver la cuestión de los subsidios a la electricidad para asegurar la sostenibilidad financiera del sistema

Como se ha mostrado en el presente informe, la presencia de un subsidio cruzado del sector industrial y comercial a los sectores residencial y agrícola, junto con la posibilidad regulatoria del autoabastecimiento remoto, ha creado un incentivo perverso al desplazamiento de la provisión de energía eléctrica para el sector industrial del sector público al sector privado a través del esquema de autoabastecimiento. Como resultado, se ha ido empeorando la sostenibilidad financiera del esquema de subsidios en México.

Pese a que el desarrollo de la energía eólica se ha visto beneficiado de la modalidad de autoabastecimiento remoto y supone una vía importante de desarrollo futuro, esta modalidad, en la ausencia de reformas en el esquema de subsidios, puede poner en riesgo la sostenibilidad financiera del mercado eléctrico, ya que está concentrada en el sector más rentable, dejando las pérdidas al suministrador público. Por lo tanto, un desarrollo sostenible de las energías renovables en México debería ir acompañado de un proceso de reforma de la política de subsidios de la CFE.

4 REFERENCIAS

- AWEA (2008). Wind Energy for a New Era. An agenda for the new president and congress. Washington, DC

- Barnés de Castro, F. (2006). Las Energías Renovables en México: Soplan Vientos de Cambio (Particularmente para el Viento). México, DF, Comisión Reguladora de la Energía.

- CFE (2007). Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico. 2007-2016. Dirección General. Subdirección de Programación. Gerencia de Programación de Sistemas Eléctricos.

- CFE (2008). Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico. 2008-2017. Dirección General. Subdirección de Programación. Gerencia de Programación de Sistemas Eléctricos.

- CFE (2008). Expansión de la Red de Transmisión en el Istmo de Tehuantepec. Dirección General. Subdirección de Programación.

- CFE (2008). Evolución del Sistema Eléctrico Nacional: Energía renovable y eficiencia energética. Dirección General. Subdirección de Programación.

- Department of Energy (2008). 20% Wind Energy by 2030. Increasing Wind Energy’s Contribution to U.S. Electricity Supply. U.S. Government

- ERCOT (2006). Analysis of Transmission Alternatives for Competitive Renewable Energy Zones in Texas.

- Garza, S. (2008). Panorama General de la Energía Eólica en México. Presentación en el Border Energy Forum. Monterrey, NL. Asociación Mexicana de la Energía Eólica.

- GTZ (2006). Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable de México. México, DF, Secretaría de Energía.

- GWEC (2008). Global Wind Energy 2007 Report. Brussels, Belgium, Global Wind Energy Council.

- Komives, K.; Jonson, T. J. ; Halpern, J. ;Aburto, J. L.; Scott, J. R. (2009). Residential Electricity Subsidies in Mexico: Exploring Options for Reform and for Enhancing the Impact on the Poor. Washington, DC, The World Bank.

- Mata, J. (2005). Acciones y Programas de Energías Renovables y Eficiencia Energética en México. México, DF, Secretaría de Energía.

- Mata, J. (2006). Mexico Large-Scale Renewable Energy Development Project. Presentación en la Energy Week. Washington, DC. Secretaría de Energía.

- NREL (2003). Policies and Market Factors Driving Wind Power Development in the United States. Golden, CO, NREL.

- Puga, N. (2008). Wind energy resource development along the Baja California-U.S. Border: progress and potential hurdles. Presentación en el Border Energy Forum. Monterrey, NL. Bates & White.

- Secretaría de Economía (2008). Corredor eólico del Istmo de Tehuantepec. Oaxaca.

- Secretaría de Energía (2007). Programa Sectorial de Energía 2007 – 2012.

- Secretaría de Energía (2007). Prospectiva del Sector Eléctrico 2007 – 2016. México, DF, Dirección de Planeación Energética. Secretaría de Energía.

- Secretaría de Energía (2008). Prospectiva del Sector Eléctrico 2008 – 2017. México, DF, Dirección de Planeación Energética. Secretaría de Energía.

5 GLOSARIO

AMDEE	Asociación Mexicana de Energía Eólica
AWEA	*American Wind Energy Association*. Asociación Americana de Energía Eólica
CAISO	*California Independent System Operator*. Operador independiente del sistema de California
CEC	*California Energy Commission*. Comisión de la energía de California
CFE	Comisión Federal de la Electricidad
CRE	Comisión Reguladora de la Energía
CREB	*Clean Renewable Energy Bonds*. Bonos de energías renovables
CREZ	*Competitive Renewable Energy Zones*. Áreas competitivas de energías renovables
CPUC	*California Public Utilities Commission*. Comisión de empresas de servicio público de California
DOE	*Department of Energy*. Departamento de Energía
ERCOT	*Electric Reliability Council of Texas*. Consejo de confiabilidad eléctrica de Texas
FERC	*Federal Energy Regulatory Commission*. Comisión federal reguladora de la energía
GEF	*Global Environmental Fund*.
LARFE	Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
LORS	*Laws, Ordinances, Regulations and Standards.* Leyes, Ordenanzas, Regulaciones y Estándares.
OPF	Obra Pública Financiada
PERGE	Proyecto de Energía Renovable a Gran Escala
PIDIREGAS	Proyectos de Inversión Diferida en el Gasto
PTC	*Production Tax Credit*. Crédito fiscal a la generación de energía renovable
REC	*Renewable Energy Certificate*. Certificado energía renovable
REPI	*Renewable Energy Production Incentive*. Incentivo a la producción de energía renovable
RETI	*Renewable Energy Transmisión Initiative*. Iniciativa de transmisión de energía renovable
RPS	*Renewables Portfolio Standard*. Metas de generación renovable
SDG&E	*San Diego Gas & Electric*
SEMARNAT	*Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales*
SENER	*Secretaría de Energía*
SWPL	*Southwest Power Link*
TA	Temporada Abierta
WECC	*Western Electricity Coordinating Council*. Consejo occidental de coordinación eléctrica

6 ANEXO I: PROYECTOS PIDIREGAS

En 1995 se diseñó un nuevo mecanismo de inversión denominado Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo, también conocidos como Proyectos de Impacto Diferido en el Registro del Gasto (PIDIREGAS), que se ha venido utilizando de forma creciente en el sector energía.

La clave de los proyectos PIDIREGAS es que el flujo de efectivo generado por tales proyectos debe ser al menos suficiente para cubrir las amortizaciones de capital y el pago de intereses que generen estos créditos, así como los gastos de operación y mantenimiento que dichos proyectos generen durante su vida útil.

6.1 Características de los Proyectos PIDIREGAS

Las principales características de estos proyectos son:

- La construcción de las obras la realiza el sector privado por cuenta y orden de las entidades públicas, con financiamiento propio o de terceros.
- Durante su construcción los gastos no impactan a las finanzas públicas, siendo registrados únicamente en cuentas de orden.
- Una vez que los proyectos entran en operación, se inicia el pago de las obligaciones y es hasta entonces cuando se afecta el gasto público.
- El flujo de ingresos anual que el proyecto genere por la venta de bienes y servicios debe ser suficiente para cubrir el pago de las obligaciones contraídas.
- En inversión directa, las obligaciones de pago correspondientes al ejercicio corriente y al que le sigue se registran como pasivo directo y el resto como pasivo contingente.
- Las obligaciones contraídas tienen preferencia respecto a nuevos financiamientos para su inclusión en el presupuesto de los años posteriores, hasta el término de su vigencia.
- Los PIDIREGAS tienen un marco normativo para su aprobación, ejecución y seguimiento más estricto que el de los proyectos presupuestarios.

6.2 Tipos de PIDIREGAS

a) Inversión directa:
Las entidades públicas asumen la obligación de adquirir activos productivos construidos por empresas privadas.

- BLT: Construcción, Arrendamiento y Transferencia (el contrato con el privado incluye el financiamiento).
- OPF: Obra Pública Financiada (el financiamiento se contrata al recibir la obra a satisfacción).

b) Inversión condicionada:
Los activos se mantienen con el carácter de propiedad privada, salvo que se materialice alguna eventualidad (incumplimiento de la entidad o fuerza mayor) contemplada en el contrato, que implique la adquisición de dichos activos por parte de la entidad contratante.

- IPP: Productores Externos de Energía.

6.3 Contabilización de los Proyectos PIDIREGAS

A las inversiones PIDIREGAS se les permite que se difiera el registro contable de parte de los activos y pasivos relacionados a ejercicios futuros. Anualmente tanto PEMEX como CFE reconocen en su balance general el activo y pasivo correspondiente a la porción del vencimiento de las amortizaciones del año en curso y del siguiente año. El balance de los pasivos diferidos se reconoce en cuentas de orden o fuera de balance. Sin embargo, los principios de contabilidad generalmente aceptados (PCGA) requieren que se reconozca contablemente el total (no de manera diferida) de las inversiones realizadas y de los pasivos contraídos.

U.S. Agency for International Development
1300 Pennsylvania Avenue, NW
Washington, DC 20523
Tel: (202) 712-0000
Fax: (202) 216-3524
www.usaid.gov